



**KERNFORSCHUNGSANLAGE JÜLICH GmbH**

**Institut für Reaktorentwicklung**

**Gesamtwirtschaftliche Untersuchungen über  
den Ausbau der Hochtemperaturreaktorlinie**

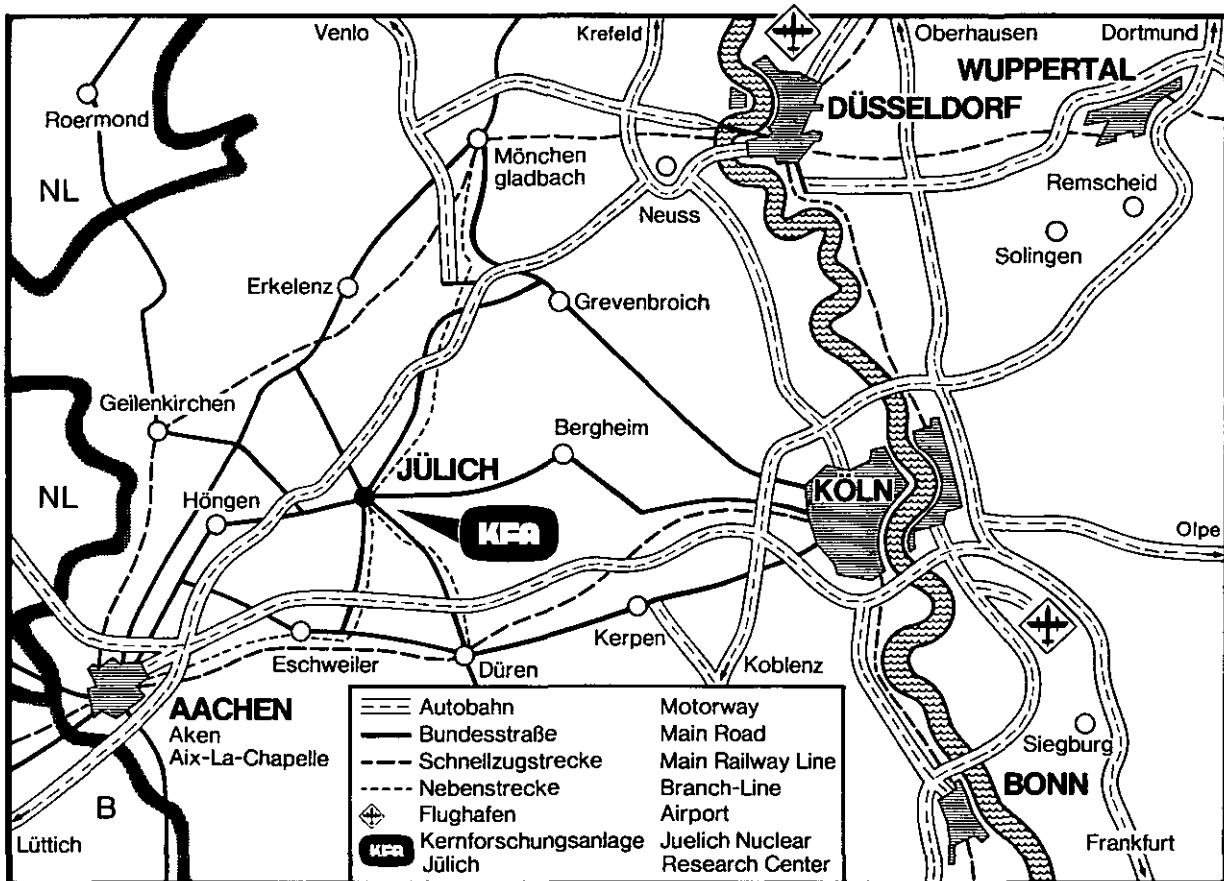
**von**

**J. Kayser**

**JÜI - Spez - 8**

**April 1978**

**ISSN 0343-7639**



Als Manuskript gedruckt

## Spezielle Berichte der Kernforschungsanlage Jülich - Nr. 8

Institut für Reaktorentwicklung Jülich - Spez - 8

Zu beziehen durch: ZENTRALBIBLIOTHEK der Kernforschungsanlage Jülich GmbH,  
Jülich, Bundesrepublik Deutschland

# **Gesamtwirtschaftliche Untersuchungen über den Ausbau der Hochtemperaturreaktorlinie**

**von**

**J. Kayser**

**D 82 (Diss. T. H . Aachen)**

# TOTAL ECONOMICAL INVESTIGATIONS ON THE EXTENSION OF THE HIGH-TEMPERATURE REACTOR LINE

by

Jürgen Kayser

## ABSTRACT

Two problems were worked out in the frame of this report with special weight on:

1. Determination of an optimum HTR-strategy with the successive closing of the fuel element cycle for HTR in normal converter operation and for HTR in high converter operation. The aim of this operation strategy was to reduce the efficient and political economical costs in the industrial application of nuclear energy by minimizing the consumption of natural uranium.
2. Balancing up of all suitable alternatives for central and de-central positions for nuclear power stations including the facilities for nuclear disposal. According to the position-dependent and position-independent factors besides a pure financial valuation an analysis of the population potentially concerned by the nuclear facilities for the position choice of a nuclear park and its alternatives was brought up.

## GESAMTWIRTSCHAFTLICHE UNTERSUCHUNGEN ÜBER DEN AUSBAU DER HOCHTEMPERATURREAKTORLINIE

von  
Jürgen Kayser<sup>\*)</sup>

### KURZFASSUNG

Zwei Problemkreise wurden im Rahmen dieser Arbeit schwerpunktmäßig bearbeitet:

1. Festlegung einer optimalen HTR-Strategie mit der aufeinanderfolgenden Schließung des Brennstoffkreislaufs für HTR im Normalkonverterbetrieb und für HTR im Hochkonverterbetrieb. Ziel dieser Einsatzstrategie war es, die betriebs- und volkswirtschaftlichen Kosten bei großtechnischem Einsatz der Kernenergie durch Minimierung des Verbrauchs von Natururan zu reduzieren.
2. Abwägen aller sinnvollen Alternativen für zentrale und dezentrale Kernkraftwerksstandorte einschließlich der Anlagen zur nuklearen Entsorgung. Hier wurde entsprechend den standortabhängigen und den standortunabhängigen Faktoren neben einer rein monetären Bewertung eine Analyse der von nuklearen Anlagen potentiell betroffenen Bevölkerung zur Standortwahl eines Nuklearparks und seiner Alternativen herangezogen.

---

<sup>\*)</sup> Fa. Bonnenberg & Drescher, Ingenieurgesellschaft, Aldenhoven  
Diese Studie wurde im Auftrage des Instituts für Reaktorentwicklung der Kernforschungsanlage Jülich GmbH erstellt.

## INHALTSVERZEICHNIS

1. EINLEITUNG
2. GRUNDLAGE DER OPTIMIERUNG MITTELS SYSTEMANALYTISCHER METHODEN
  - 2.1 Verknüpfung der Verfahrensschritte des Brennelement-kreislaufes
    - 2.1.1 Kerntechnische Serviceeinrichtungen und ihre Kostenstruktur
    - 2.1.2 Vergleichbarkeit alternativer Investitionen der nuklearen Entsorgung
  - 2.2 Erfassung der nuklearen Transportströme
    - 2.2.1 Organisatorische Problemstellungen
    - 2.2.2 Problemlösungen mittels der Graphentheorie
  - 2.3 Zukünftige Sekundärenergiesysteme
    - 2.3.1 Alternative Energietransportsysteme
    - 2.3.2 Lösungsansatz zur Vergleichbarkeit der Energietransportsysteme
  - 2.4 Energiewirtschaftliche Standortdatenbank
    - 2.4.1 Datenorganisation
    - 2.4.2 Informationsdaten
3. DYNAMISCHES SYSTEMMODELL UND SIMULATIONS-LÄUFE
  - 3.1 Programmtechnische Arbeiten
  - 3.2 Festlegung der Steuergrößen
    - 3.2.1 Reaktorphysikalische Parameter
    - 3.2.2 Kaufmännische Randbedingungen
  - 3.3 Simulationsläufe zur Optimierung der Wiederaufarbeitungsanlage

- 4.           WIRTSCHAFTLICHKEITSAUSSAGEN ÜBER DEN AUSBAU DER  
              HOCHTEMPERATURREAKTORLINIE
- 4.1          Standortunabhängige Aussagen
- 4.1.1        Uranbedarf bei unterschiedlichem HTR-Konzept
- 4.1.2        Kosten des nuklearen Entsorgungsparks bei optimalem  
              Betrieb
- 4.1.2.1      Investitionssummen und laufende Kreislaufkosten beim  
              HTR im Normalkonverterbetrieb
- 4.1.2.2      Trendanalysen der Brennstoffkreislaufkosten für den  
              HTR im Hochkonverterbetrieb
- 4.1.2.3      Kapitalbindungskosten des Urans
- 4.2          Standortabhängige Aussagen
- 4.2.1        Regionale Verteilung der HTR-Standorte
- 4.2.2        Einfluß der Energietransportkosten auf dem Kern-  
              kraftwerksstandort
- 4.2.3        Nukleare Transportkapazität
- 4.2.4        Maßzahl der potentiell betroffenen Bevölkerung
- 5.           ZUSAMMENFASSUNG
- 6.           LEBENS LAUF

## 1. Einleitung

Mit der Inbetriebnahme der beiden Kernkraftwerksblöcke "Biblis A" und "Biblis B" ist die Markteinführung des Leichtwasserreaktors in der Bundesrepublik Deutschland abgeschlossen. Der großtechnische Einsatz dieses Reaktortyps in Einzelblöcken von je 1300 MW<sub>e</sub> installierter Leistung bedeutet auch für den konventionellen Kraftwerksteil die konsequente Fortsetzung der Entwicklung im Bereich der Stromerzeugung, vom Bau der ersten 150 MW<sub>e</sub>-Blöcke ausgehend, die Leistungskapazitäten alle 10 Jahre zu verdoppeln. Somit wird für einen längeren Zeitraum Strom zur Verfügung gestellt, der über seinen günstigen Abgabepreis die Zubaustrategie konventioneller und nuklearer Kraftwerke beeinflussen wird.

Beobachtet man aber die Preisentwicklung auf dem Uranmarkt und berücksichtigt außerdem, daß bei Einsatz des Leichtwasserreaktors der Bedarf an Natururan in der Bundesrepublik Deutschland bis 1980 auf 20 000 t gestiegen ist und die weitere jährliche Zuwachsrate 1000 t beträgt, so erkennt man, daß langfristig ein Reaktorsystem gebraucht wird, dessen Bedarf an jährlichem Frischuran um Faktoren geringer ist. Neben seinem Einfluß auf die Strompreisentwicklung durch niedrige Brennstoffkosten könnte auch das Konzept der Bundesregierung mit dem Ziel der langfristigen energiepolitischen Unabhängigkeit realisiert werden.

Der Leichtwasserreaktor in Verbindung mit dem Schnellen Brüter ist eine Reaktorstrategie, die zwar der Forderung nach Minimierung des Brennstoffeinsatzes nachkommt; dafür zeigt sich aber bereits heute, daß die Anlagekosten, die wegen der laufend ansteigenden Auflagen im Rahmen der Genehmigungsverfahren für Schnelle Brüter höher werden, den Einfluß des geringer werdenden Spaltmaterials kompensieren könnten. Nicht berücksichtigt sind hierbei die Auswirkungen der beginnenden öffentlichen Diskussion rund um den großtechnischen Einsatz von Plutonium und seinem Gefährdungspotential auf die Umwelt.



Diesem Konzept der Kombination von Leichtwasserreaktoren und Schnellen Brütern bietet sich als Alternative der Hochtemperaturreaktor an, der die Möglichkeit besitzt, als Normalkonverter und Hochkonverter gefahren zu werden. Der Hochtemperaturreaktor kann durch seine günstige Konfiguration Konversionsraten erreichen, die nur wenige Prozent unter denen des Brutreaktors liegen. Diese Konversionsraten können aber nur erreicht werden, wenn hauptsächlich Uran 233 als Spaltstoff verwendet wird, was wiederum einen geschlossenen Brennstoffkreislauf voraussetzt.

Beeinflußt durch die öffentliche Diskussion dringt der Umweltaspekt immer stärker in alle Reaktorstrategieüberlegungen ein. Daher wird in dieser Arbeit angenommen, daß in etwa 20 - 30 Jahren, und das ist hier der Planungshorizont, die Forderung nach Reduktion der Transporte von radioaktivem Material ein Zusammenziehen aller kerntechnischen Anlagen des äußeren Brennstoffkreislaufs an einem Standort zu einem Nuklearen Entsorgungspark bewirkt. Steht nun dieser Nukleare Entsorgungspark in Norddeutschland an einem Ort mit Salzlagerstätten, entfällt der Transport von radioaktivem Betriebswaste der Wiederaufarbeitungsanlage. Installiert man außerdem die Hochtemperaturreaktoren am Ort dieses Nuklearen Entsorgungsparks und bildet so einen Nuklearpark, entfallen jegliche Nukleartransporte, abgesehen der Transporte auf dem abgeschlossenen Werksgelände.

Diese Minimierung der Nukleartransporte hat allerdings zur Folge, daß die Energietransportkosten ansteigen. Da die mittlere Entfernung des in Norddeutschland gewählten Standortes von den Verbraucherzentren der Bundesrepublik etwa 500 km beträgt, muß in dieser Arbeit die Mehraufwendungen der Energietransportkosten den Einsparungen der Nukleartransporte gegenübergestellt werden. Zur realistischen Abschätzung des Einflusses dieser Transportkosten auf die Standortwahl wird davon ausgegangen, daß die heute bereits installierten Energietransportsysteme in ihrer Kapazität voll ausgelastet sind. Zur großräumigen Bereitstellung von Leistungen in der Größenordnung von mehreren  $10^3$  MW<sub>e</sub>, wie sie bei einem Nuklearpark schnell erreicht werden

können, müssen neue Sekundärenergiesysteme installiert werden, die neben einem rationellen Energietransport eine Spreizung der bereitzustellenden Energieträger zulassen, um konventionelle Wirkungsgrade von etwa 30 - 40 % wesentlich zu verbessern. Unter Beachtung dieser Aufgabenstellungen aller Standortfaktoren soll versucht werden, Vor- und Nachteile eines Nuklearparks von etwa 30000 MW<sub>e</sub> weit entfernt von den Verdichtungsräumen gegenüber den nuklearen Einzelstandorten im Nahbereich zu quantifizieren.

Es ist nun Ziel dieser Arbeit, der oben beschriebenen rein monetären Bewertung von Reaktorkonzepten und ihren Standorten volkswirtschaftliche Bewertungskriterien entgegenzusetzen. Daher wird für jeden der in dieser Arbeit angenommenen Standorte eine Bevölkerungsanalyse vorgenommen. Diese Analyse wird auf die Nachbarschaft von Streckenführungen radioaktiver Transporte ausgedehnt, so daß sich insgesamt eine Maßzahl der potentiell betroffenen Bevölkerung ergibt, mit der bei dem heutigen Stand der öffentlich geführten Standortdiskussion am stärksten argumentiert wird.

## 2. Grundlagen der Optimierung mittels systemanalytischer Methoden

---

In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, daß der Hochtemperaturreaktor ab etwa 1990 eine realistische Chance hat, auf dem Kernenergiemarkt großtechnisch eingesetzt zu werden. In Blöcken von vielleicht 1200 MW<sub>e</sub> werden Kernkraftwerke entweder als Einzelreaktoren und verbrauchernah errichtet oder in größerer Anzahl zu Kernkraftwerksparks zusammengefaßt, die unter Umständen in bevölkerungsarmen Gebieten weit ab von Verbraucherschwerpunkten stehen. Um nun den Wirkungsgrad der gesamten Versorgungskette, bestehend aus dem nuklearen und dem konventionellen Kraftwerksteil und den Energietransportsystemen des Fern- und Nahbereichs, durch Ausnutzung der Abwärme wesentlich zu erhöhen, wird davon ausgegangen, daß die von den Reaktoren bereitgestellte Leistung als

- elektrische Energie
- Prozeßwärme sowohl in Gestalt fühlbarer Wärme als auch chemisch latenter Wärme

abgegeben wird. Die Kosten dieser alternativen Sekundärenergiesysteme werden unter Beachtung der unterschiedlich genutzten Abwärme in Abschnitt 4 abgeschätzt und zur HTR-Standortbewertung mit herangezogen.

Bei diesen Standortmöglichkeiten handelt es sich um folgende Kombinationen kerntechnischer Anlagen:

- Kernkraftwerke:  
ein oder mehrere Blöcke an einem Standort;
- Kernkraftwerkspark:  
Zusammenziehen von Kernkraftwerken bis etwa 30 GW<sub>e</sub> an einem Standort;
- Nuklearer Entsorgungspark:  
alle Anlagen der kerntechnischen Entsorgung an einem Standort;

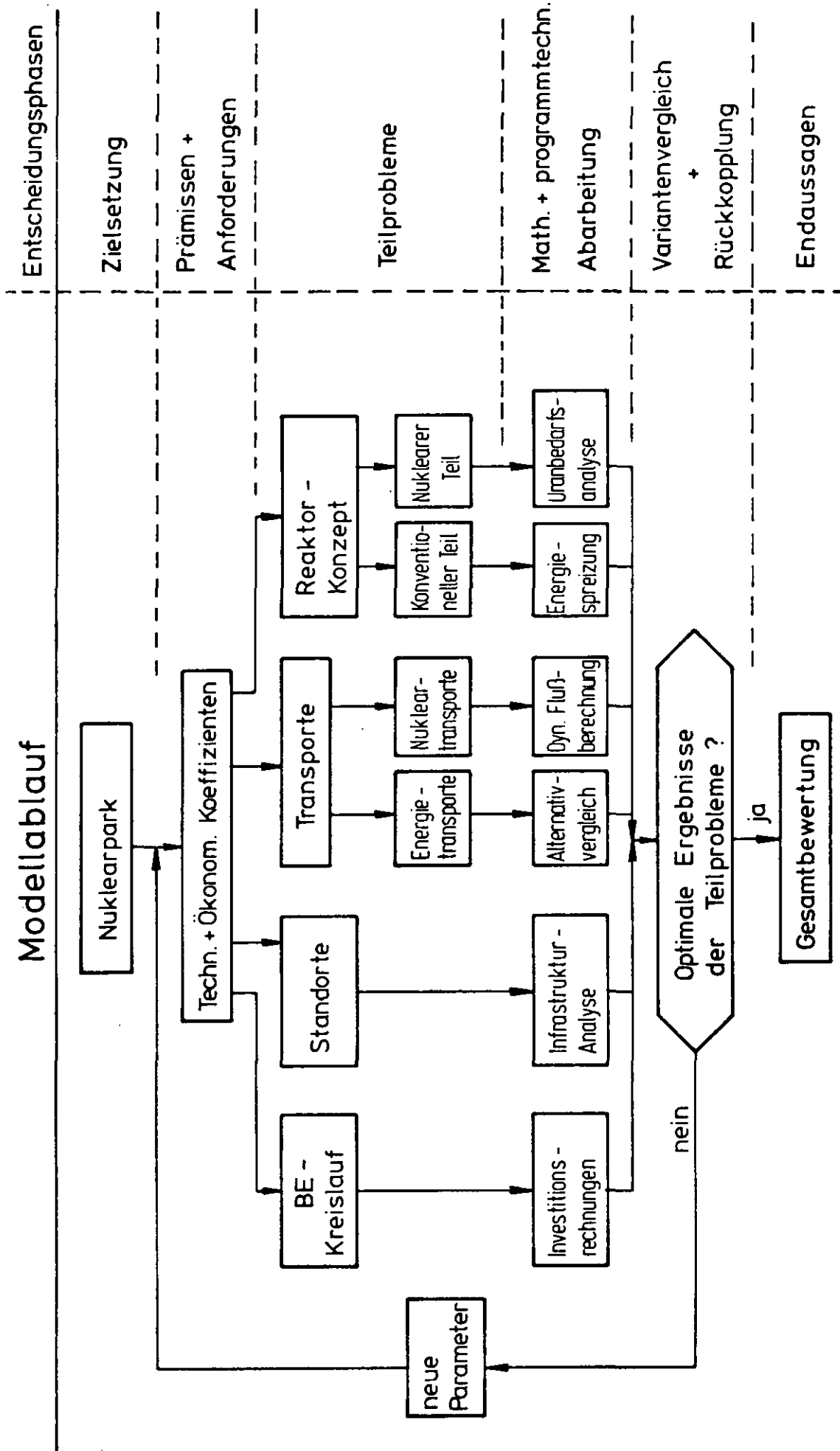


Abb. 2./1 Systemablauf zur Entscheidungsfindung

- Nuklearpark:

mehrere Kernkraftwerke und ihre kerntechnische Entsorgung an einem Standort.

Diese Begriffe werden in den folgenden Abschnitten zur Erfassung der entsprechenden Standortvariante benutzt. Wie die Abb. 2/1 zeigt, wirft die Gesamtbewertung der wichtigsten Anforderungen an den Nuklearpark und seine Alternativen eine Vielfalt von Problemstellungen auf.

Ihre systematische Gliederung und die folgerichtige Transformation der einzelnen Problemschichten in die Computersprache sind Voraussetzung, um bei allen gegebenen Alternativen die optimale Entscheidungsfindung zu treffen.

Entsprechend den Vorstellungen der Bundesregierung /2.-1/ findet in diesem Modell die Schließung des Brennstoffkreislaufes innerhalb der BRD statt, d.h. kein Nukleartransport über die nationalen Grenzen und keine Endlagerung außerhalb der Grenzen der BRD.

Zur Einhaltung aller Prämissen gilt es folgende Anforderungen zu erfüllen:

- Minimierung der Kosten des Brennstoffkreislaufes
- Minimierung der Transportführung von radioaktivem Material
- Minimierung der Umweltbelastung durch kerntechnische Standorte
- Optimale Energieversorgung aller Verbrauchergruppen und
- Minimierung des Sicherheitsrisikos durch Einsatz der Kernenergie.

Bei Zusammenfassung aller Problemkreise müssen folgende Alternativen bewertet werden:

- Regional verteilte Kernkraftwerke oder ein Kernkraftwerkspark
- Einzelstandorte für kerntechnische Serviceeinrichtung oder ein Nuklearer Entsorgungspark

- eine kleine Wiederaufarbeitungsanlage zu einem frühen Zeitpunkt oder eine große Anlage zu einem späten Zeitpunkt
- Energietransportsysteme auf der Basis Strom, Synthesegas, natürliches Gas, Fernenergie und/oder Fernwärme
- Brennelementzwischenlagerung dezentral im Kernkraftwerk oder zentral am Ort der später zu bauenden Wiederaufarbeitungsanlage und
- HTR im Normalkonverterbetrieb und/oder im Hochkonverterbetrieb.

Losgelöst von den Einzelproblemen schälen sich die Entscheidungskriterien

- Minimierung der Kosten
- Minimierung des Sicherheitsrisikos
- Minimierung der Umweltbelastung

heraus, um die übergeordnete Zielsetzung

"Optimale Energieversorgung bei starker nationaler energiepolitischer Unabhängigkeit"

zu erreichen.

Somit handelt es sich hier um ein System von Problemstellungen, das eine nationale Entscheidungsebene hat, sich auf viele Unterprobleme aufspaltet, die dann nochmals in ihrem funktionalen Bereich viele Alternativen beinhalten. Falls nach der jeweiligen Bewertung vorgegebene Leitgrößen nicht erreicht sind, findet entsprechend dem Ablaufschema der Abb. 2./1 mit veränderten Parametern eine Rückkopplung statt. Die optimalen Ergebnisse werden in bewerteter Form, z.B. in Dpf/kWh oder als Rangreihe, zur Diskussion gestellt.

## 2.1. Verknüpfung der Verfahrensschritte des Brennelement- kreislaufes

---

Um den Schwermetallfluß im geschlossenen Kreislauf mit allen Input- und Outputströmen optimal verfolgen zu können, wurde der Brennstoffkreislauf entsprechend der Abb. 2.1/1 in einen inneren und in einen äußeren Zyklus aufgeteilt. Der innere Zyklus besteht aus dem Eingangslager, dem Reaktorcore und dem Abkühlager. Der äußere Zyklus besteht hauptsächlich aus dem Brennelementzwischenlager, dem Head-End, der Extraktion mit anschließender Refabrikation, der Abfallagerung und den Nukleartransporten.

Die Brennelemente durchlaufen in etwa 1000 Vollasttagen das Reaktorcore und werden dann in dem anschließenden Lager ungefähr 200 Tage abgekühlt. In Kannen abgefüllt werden sie in geeigneten Transportbehältern dann in das Brennelementzwischenlager an den Ort der Wiederaufarbeitungsanlage gebracht.

Die Head-End-Zelle, die Wiederaufarbeitungs- und die Refabrikationsanlage werden in einem Gebäudekomplex zu einer Großanlage integriert /2.1-1/, wobei innerbetriebliche Transporte und kurzfristige Zwischenlagerung der einzelnen Produktströme kostenmäßig im Rahmen dieser Arbeit mit erfaßt werden. Eine Kaskadenschaltung von Gaszentrifugen zur Isotopentrennung kann wahlweise eingeschaltet werden. Der Transport der refabrizierten Brennelemente wird mit den für abgebrannte Brennelemente konstruierten Behältern vorgenommen.

Die mittlere Durchflußzeit des Schwermetalls durch den vollständig geschlossenen äußeren Zyklus beträgt im Normalfall ein Jahr. Die Endlagerung der diesen Prozeß verlassenden Ströme an schwachaktiven Kohlenstoffen, Waste mit Spaltprodukten, U-236 und Thorium werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt, da ihre Kostenverursachung beim heutigen Stand der Technologie nur schwer abzuschätzen ist.

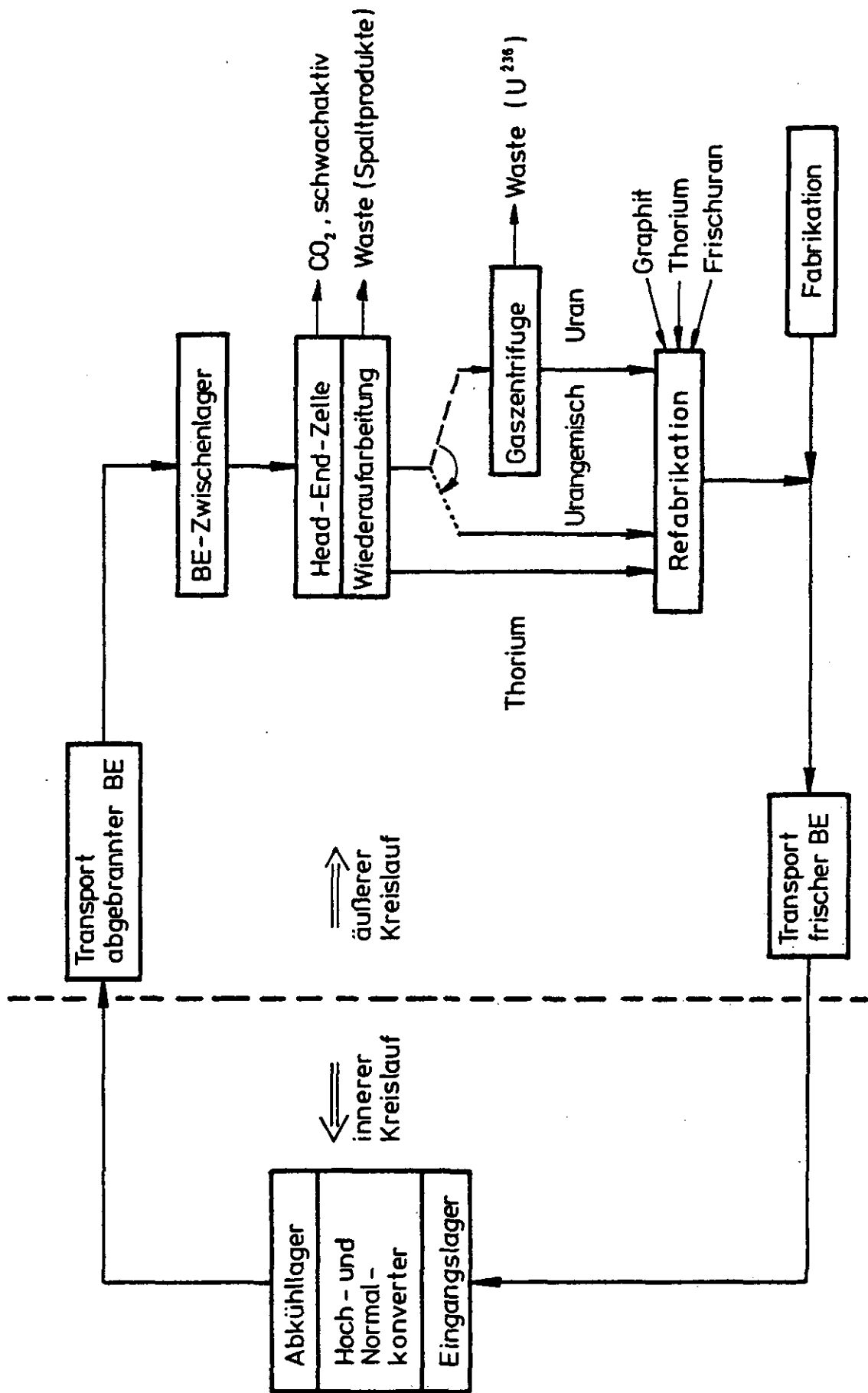


Abb. 2.1/1: Geschlossener Brennstoffkreislauf



In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Stufen des äußeren Kreislaufes genauer vorgestellt, wobei Aussagen über Investitionssummen laufende, fixe und variable Kosten in Form von Diagrammen gemacht werden.

### 2.1.1 Kerntechnische Serviceeinrichtungen und ihre Kostenstruktur

---

Der Schwerpunkt dieser Arbeit liegt in der detaillierten Erfassung der Kosten und Preise des äußeren Brennstoffkreislaufes zur Entsorgung des HTR mit kugelförmigen Brennelementen. Durch Variation der Kapazität der einzelnen Anlagen und ihres Einsatzzeitpunktes wird der Kreislauf betriebswirtschaftlich optimiert. Dabei wird angenommen, daß der HTR als Normalkonverter und als Hochkonverter betrieben werden kann und somit die Schwermetalldurchsätze des äußeren Kreislaufs eine sehr unterschiedliche Bandbreite haben können.

#### Transport von Brennelementen

Die abgebrannten Brennelemente werden im Reaktor in Kannen abgefüllt, wobei eine Kanne ungefähr 36 kg Schwermetall beinhaltet /2.1.1-3/. Diese gasdichten Kannen werden zu je 12 in einem Transportbehälter verpackt und mit Spezialwagen auf Schiene und / oder Straße von dem Reaktor zum Brennelementlager bzw. zur Großanlage transportiert.

Die technischen Daten der Kannen und Transportbehälter sind so ausgelegt, daß sie einen freien Fall von 9 m, entsprechend einer Geschwindigkeit von 50 km/h und einem Brand von 800°C, ungefähr 30 Minuten standhalten.

In den Transportrichtpreis gehen ein:

- Behälterkosten bei 8 Jahren Abschreibung
- Fracht, Versicherung, Abwicklung
- Verwaltungskosten
- Risikozuschlag
- anteilige Entwicklungskosten.

Die spezifischen Transportkosten betragen zur Ver- und Entsorgung von etwa 30 GW<sub>e</sub> installierter HTR-Leistung mit einer Transportmenge von jeweils 225 t Schwermetall bei Durchführung der Transporte für abgebrannte und refabrizierte Brennelemente in den gleichen Behältern ungefähr 4 Mio DM pro 1160 MW<sub>e</sub> Reaktor und Jahr bei Einzelfaktoren, die im Mittel 500 km von der Großanlage entfernt sind, und etwa 1,5 Mio DM beim Nuklearkernpark, wo kein Brennelementtransport außerhalb des Werkszauns durchgeführt werden muß.

Der innerbetriebliche Transport aller Zwischenproduktströme z.B. des Uranyl-nitrats oder des Thoriums ist in den Kostenkurven der Großanlage, s. Abb. 2.1.1/2 bis Abb. 2.1.1/5 mit erfaßt.

Noch nicht abzuschätzen ist eine eventuelle Transportkostenverminderung durch bessere Auslegung des Transportbehälters TN 12, der für den Transport von Block-Brennelementen vorgesehen ist. Man geht jetzt vom 48- zum 72-Blockbehälter mit 3 Schichten über. Die Strahlenabschirmung wird volumen- und gewichtsmäßig so gelöst, daß das Gesamtgewicht dieses Großbehälters einschließlich des Spezialwagens 160 t nicht überschreitet. Dieser Wagen ausgerüstet mit 8 Achsen erfüllt die Norm der Deutschen Bundesbahn und kann somit in den normalen Verkehrsfluß eingeschleust werden, wodurch die spezifischen Transportkosten wesentlich gesenkt werden können.

### Zwischenlagerung von Kernbrennstoffen

Es muß damit gerechnet werden, daß der Schwermetallfluß bei geschlossenem Kreislauf durch einen längeren Ausfall der Großanlage so gestaut wird, daß die Brennelement-Lagerkapazität im Kernkraftwerk überschritten wird. Es ist daher notwendig, unabhängig von einem eventuellen Eingangspuffer an der Head-End-Zelle ein Brennelementzwischenlager zu installieren. Zur Ermittlung der Kosten dieser Brennelementlager, die eine Kapazität von 20 % des jährlich anfallenden Brennstoffes haben sollen, wurden verschiedene Lagertypen für die unterschiedlich anfallenden Formen des Kernbrennstoffes projektiert /2.1.1-3/. Unabhängig vom eventuellen Brennelementstau des geschlossenen Kreislaufs werden diese Lager zur Überbrückung der Markteinführphase bei nicht geschlossenem Kreislauf benötigt.

In dieser Anlaufphase ist es gerade die Höhe der Lagerkosten, die entscheidend den günstigsten Einsatzzeitpunkt und die optimale Kapazität der Großanlage zur Schließung des Kreislaufs bestimmt.

Das Brennelementlager wird in Blöcken mit einem Fassungsvermögen von ca. 64 t Schwermetall, was dem jährlichen Ausstoß von 7 Kugelhaufenreaktoren je 1160 MW<sub>e</sub> und somit ca. 30 % des Durchsatzes der Gleichgewichtsphase entspricht, gebaut. Die Blockbauweise erlaubt es, in der Anlaufphase die Lagerkapazität dem Bedarf anzupassen, zumal ein Block wiederum aus in sich abgeschlossenen Teilblöcken besteht.

Die Anlagenkosten des 1. Blockes betragen ungefähr 52 Mio DM. Dieser 1. Block enthält den gesamten Versorgungstrakt einschließlich der Räume der Verwaltung für alle später zu bauen- den Blöcke und ist somit der teuerste, wie aus den stufenfixen Anlagekosten der Abb. 2.1.1/1 hervorgeht. Die fixen Betriebskosten sind eine Funktion der Anzahl der gebauten Blöcke, die variablen eine Funktion der Auslastung des gesamten Brennelementlagers.

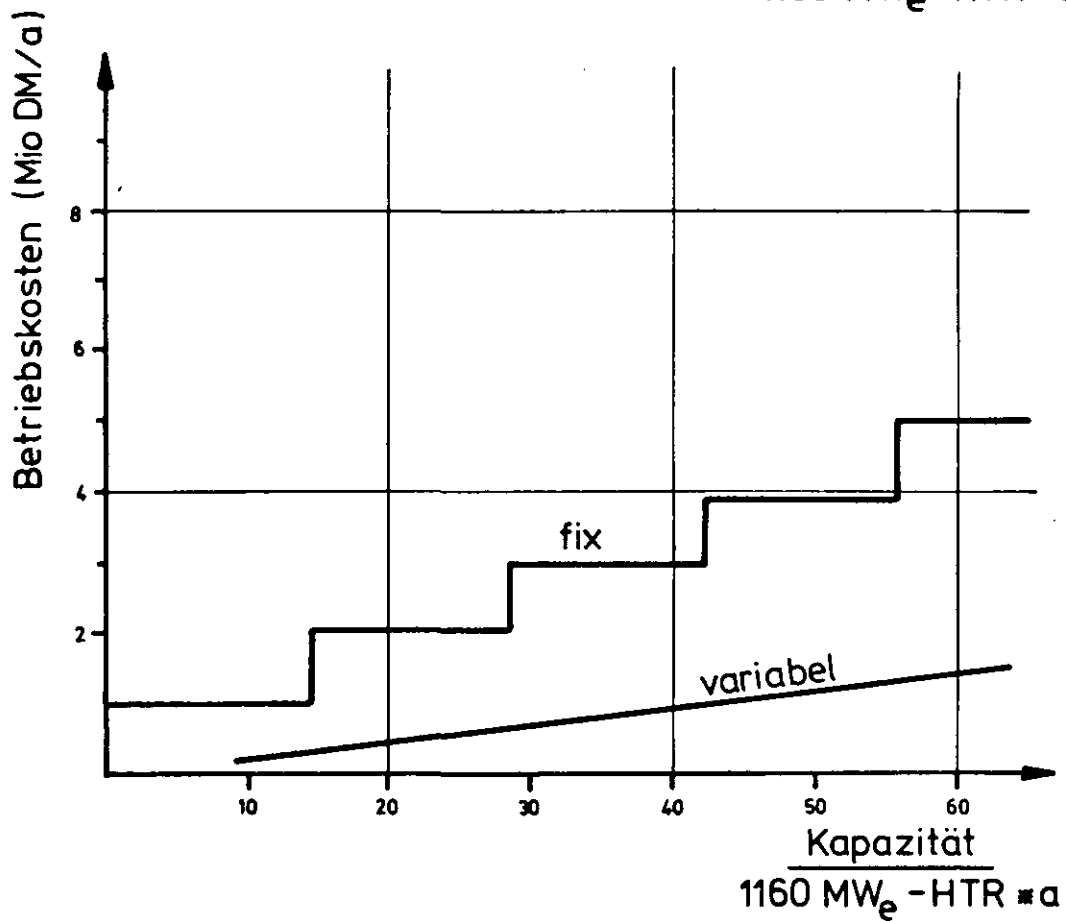
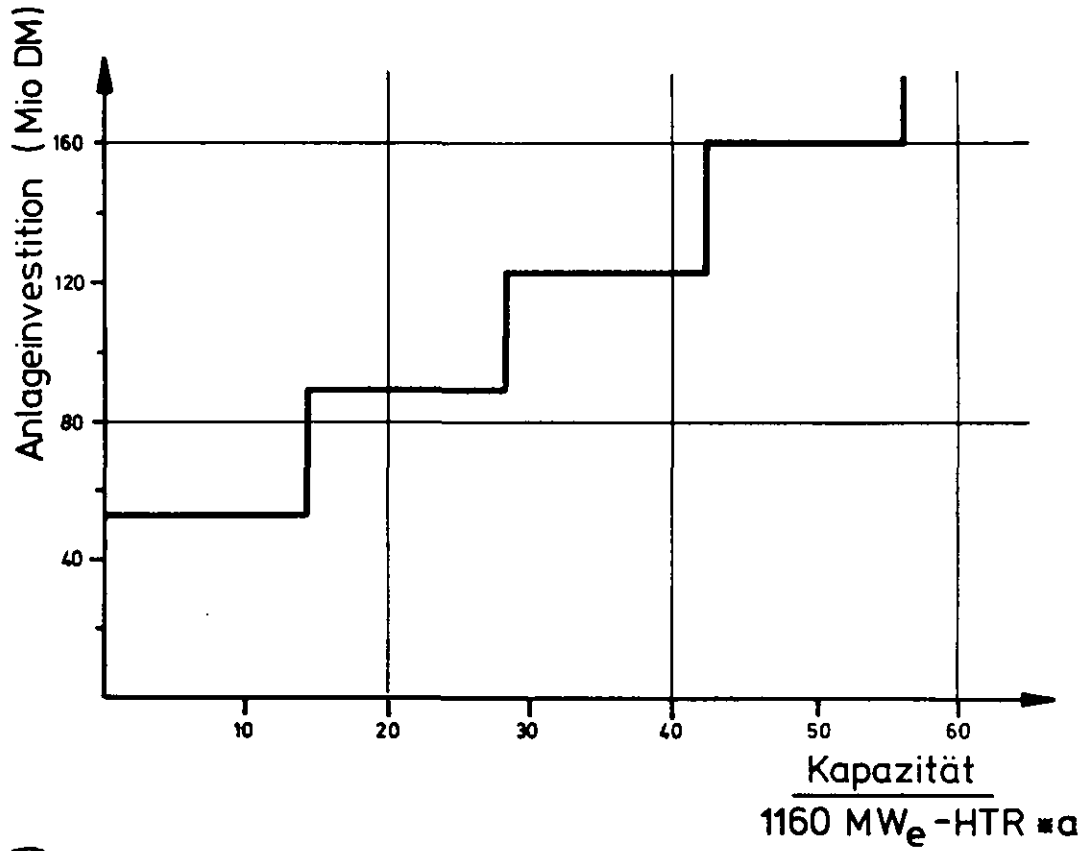


Abb. 2.1.1. /1: Kosten des Zwischenlagers für kugelförmige HTR - Brennelemente.

Es gibt zwei Modifikationen dieses Lagers:

- die Brennelemente werden in Kannen gelagert,
- die Brennelemente werden in Körben gelagert.

Bei der zweiten Variante sind zwar die Behälter billiger, dafür werden aber die Anlagenkosten durch Installation einer Gasreinigung höher. Die oben angegebenen Investitionssummen beziehen sich auf Kannenlagerung.

Eine weitere Variante für Zwischenlagerung von kugelförmigen Brennelementen ist das Silo-Lager mit Kugelhaufenschüttung. Sowohl bei dieser Lagervariante, wie auch bei der Lagerung in Körben stößt die Luftkühlung auf erhebliche Schwierigkeiten. Im Rahmen des inzwischen fallengelassenen Vorhabens der Umrüstung der Wiederaufarbeitung Karlsruhe stand ein Zwischenlager für HTR-Brennelemente in Kugel- und Blockform zur Diskussion. Dabei sollten folgende Restriktionen beachtet werden:

- Kannenlagerung mit luftdichten Kannen
- Filterung, Aerosole
- 100 %ige Inspizierbarkeit
- 2 x 100 %ige Kühlleistung
- bei Kritikalitätsberechnungen wird davon ausgegangen, daß auch 100 % frische Brennelemente gelagert werden können
- Vollschutz gegen Flugzeugabsturz

Alle Forderungen bewirken die oben genannten Investitionssummen für den ersten Block, wobei weitere Lagerblöcke je 40 Mio DM kosten.

#### Wiederaufarbeitung und Refabrikation

Die einzelnen Kostenkurven der gesamten Großanlage wurden in /2.1-1/ für einen Kreislauf mit HTR-Block-Brennelementen ermittelt. Es wird angenommen, daß die Kostendifferenz, verursacht durch kugelförmige Brennelemente, in der Bandbreite der Kalkulationstoleranz untergeht. Diese Annahme ist deshalb berechtigt, da die physikalischen Parameter, z.B. kurzer Abbrand, geringe

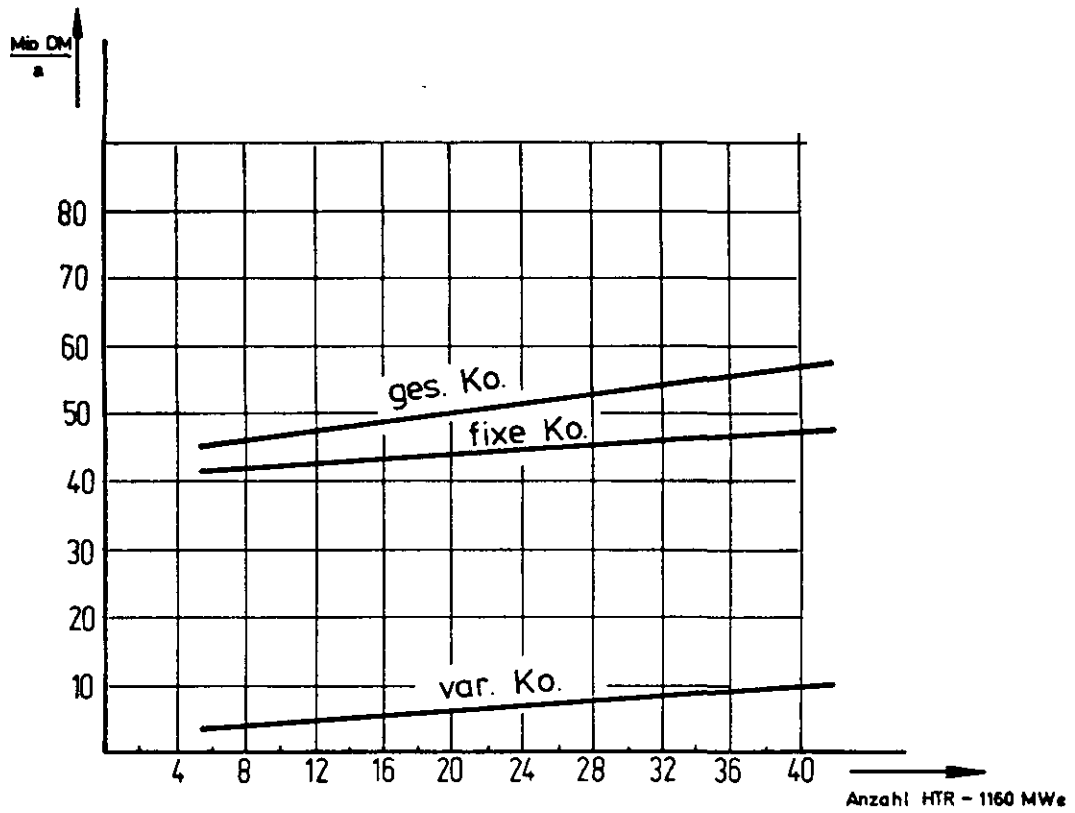


Abb. 2.11. /2: Betriebskosten der Head-End-Zelle für HTR als Funktion der Kapazität

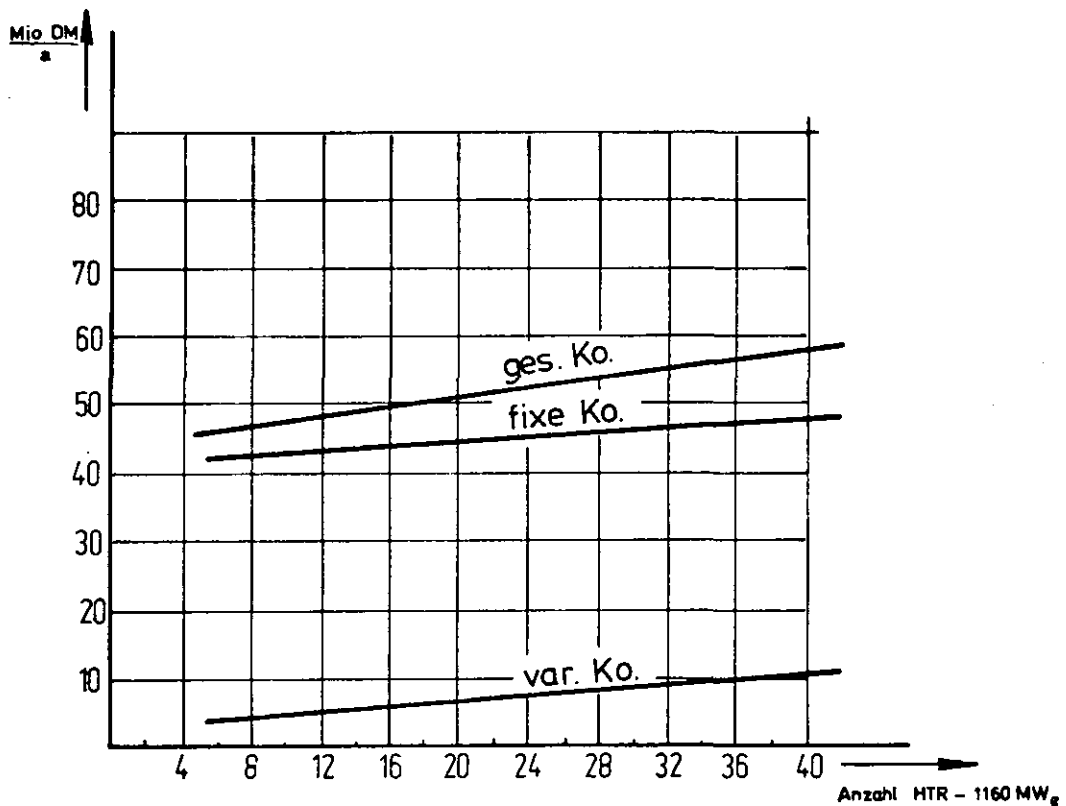


Abb. 2.11. /3: Betriebskosten der Extraktionsstufe für HTR als Funktion der Kapazität

Spaltproduktmenge usw. keine Kritikalitätsrestriktionen des Blockelementes sprengen. Wohl werden Kostendifferenzen, hervorgerufen durch unterschiedliche Graphit-, Schwermetall- und Spaltstoffdurchsätze beim Übergang vom Normalkonverter zum Hochkonverter für alle Stufen des Kreislaufs berücksichtigt und in dem Simulationsmodell mit erfaßt. Somit kann eine gesamte Reaktorstrategie durchgerechnet werden, wobei als zusätzliche Variante die unterschiedlichen Entladechargen entsprechend den Tabellen 3.2.1/1 und 3.2.1/2 als Kostenverursacher berücksichtigt werden.

In der Investitionssumme der Extraktionsstufe ist bei den angegebenen Kostenkurven kein Thoriumlager vorhanden. Sollte das Thorium gelagert werden, muß es nach derzeitiger Philosophie zu den in Abb. 2.1/1 dargestellten Wasteströmen gezählt werden, deren Kostenverursachung ebenfalls nicht berücksichtigt wird. Als ungefährender Richtpreis kann angenommen werden, daß eine 15 jährige Lagerung des aus abgebrannten Brennelementen gewonnenen Thoriums etwa 50 DM/kg Thorium betragen wird.

Die jährlichen Fixkosten der Abb. 2.1.1/2 bis 2.1.1/5 beinhalten die Personalkosten, daher der so große Betrag gegenüber den variablen Kosten. Die Kosten für Reparatur- und Ersatzinvestitionen sind implizit über die Lohnkosten der Reparaturkolonnen in den Fixkosten enthalten. Wie in den "Kaufmännischen Randbedingungen" des Abschnitts 3.2.2 steht, sind die einzelnen Verfahrensstufen so dimensioniert, daß die Anlage in 200 Betriebstagen ihren Jahresdurchsatz erreicht; somit entstehen durch längeren Ausfall der Großanlage keine zusätzlichen Kosten, da sie mit einer Verfügbarkeit von 55 % kostenmäßig veranschlagt wird. Ebenfalls sind in den Investitionskurven der Bauzins nicht mit enthalten. Dieser Zinssatz wird entsprechend den "Kaufmännischen Randbedingungen" im Rahmen der Abdiskontierung getrennt erfaßt.

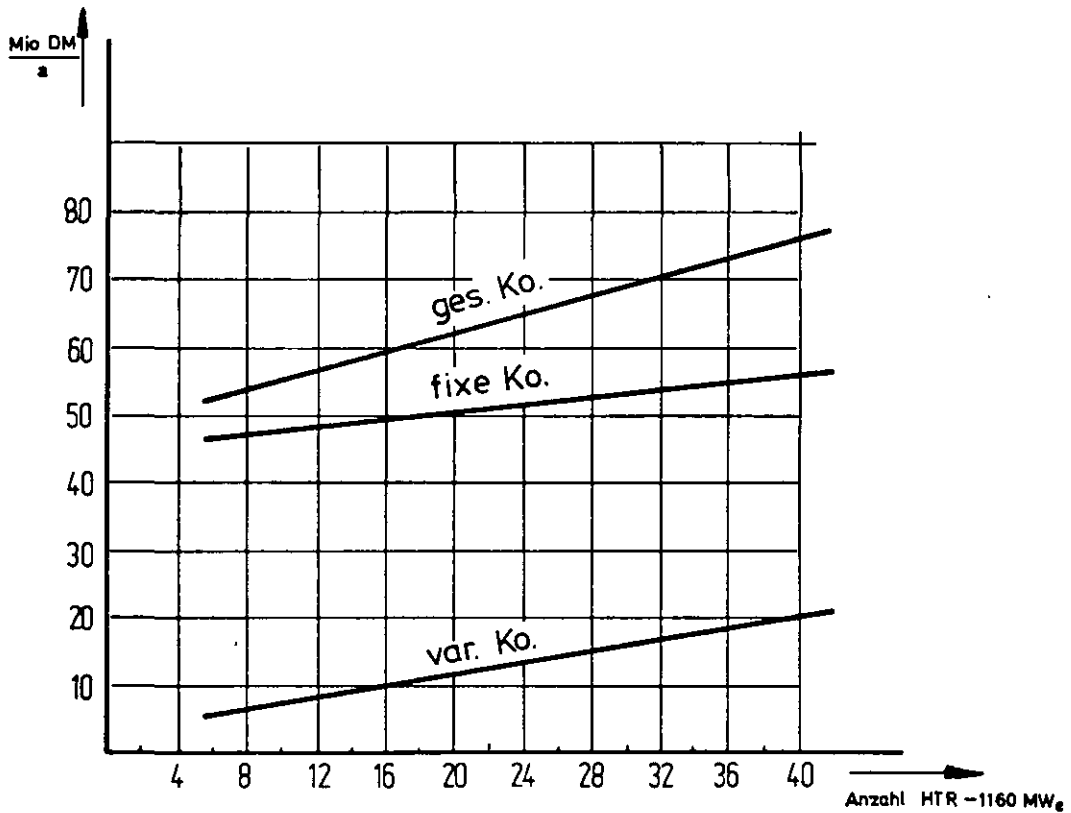


Abb. 2.1.1. /4: Betriebskosten der Refabrikationsanlage als Funktion der Kapazität

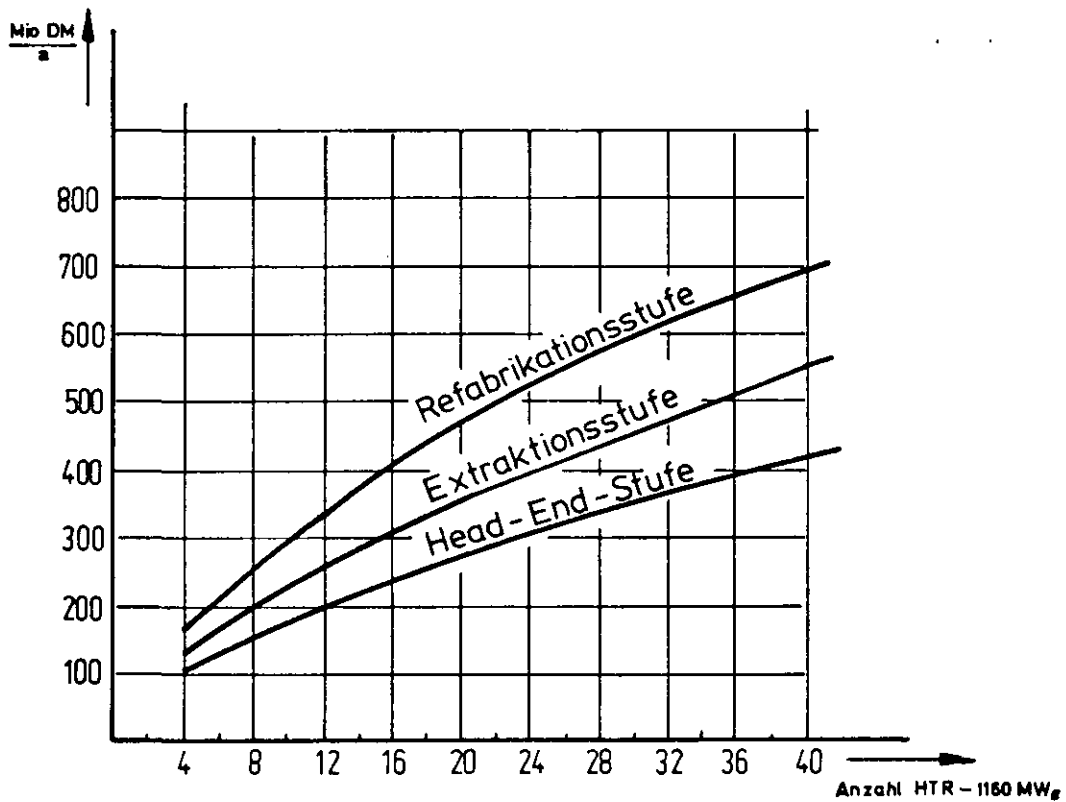


Abb. 2.1.1. /5: Anlagekosten der verschiedenen Stufen einer Großanlage als Funktion der Kapazität



Steuern, Zinsen für Fremd- und Eigenkapital, kalkulatorische Unternehmergewinne, Inflationsraten und benötigtes Umlaufvermögen zur Deckung laufender Liquiditätsengpässe werden -wie in folgenden Abschnitten noch genauer beschrieben - jährlich zu den laufenden Kosten zugeschlagen.

#### 2.1.2. Vergleichbarkeit alternativer Investitionen der nuklearen Entsorgung

Um im Rahmen der monetären Bewertung aller Einrichtungen des Nuklearkarks zu Wirtschaftlichkeitsaussagen zu kommen, muß die Transformation aller Ablaufebenen in den finanziellen Bereich stattfinden, wobei eine möglichst einfache Investitionsrechnung die Kostenerfassung aller Betriebsabläufe für einen sauberen Alternativvergleich bereitstellen muß. Der hierfür notwendige Algorithmus muß so allgemein sein, daß mit ihm Einrichtungen wie

- konventionelle und kerntechnische Kraftwerke
- Prozeßanlagen des Brennstoffkreislaufs
- Verkehrsträger und
- Energieübertragungssysteme

unter Beachtung der wichtigsten technischen und betriebswirtschaftlichen Restriktionen programmtechnisch dargestellt werden können.

Somit muß unter Beachtung eines betriebswirtschaftlichen fundierten Konzepts ein Rechenprogramm erstellt werden, das alle vernünftigen Lösungen zur Schließung des Brennstoffkreislaufs erfaßt und miteinander vergleichbar macht. Daher werden hier die verschiedenen Übergangsvarianten und die endgültige Schließung des Brennstoffkreislaufs nach ihrer betriebswirtschaftlichen Vergleichbarkeit untersucht und schließlich mit Hilfe einer Zielfunktion der numerische Algorithmus zur Computerlösung aufgestellt.

Wie die Betriebswirtschaft lehrt, dürfen in finanzwirtschaftlicher Sicht nur Investitionen alternativ miteinander verglichen werden, die sowohl in der Investitionssumme, d.h., der Höhe des investierten Kapitals, als auch in der Investitionsdauer, d.h., der Kapitalbindungsdauer, übereinstimmen. Da aber bei der Entsorgung die Schwerpunktfrage lautet, soll eine Großanlage kleiner Kapazität zu einem frühen Zeitpunkt oder eine Anlage großer Kapazität zu einem späteren Zeitpunkt gebaut werden, ergeben sich für die dynamische Investitionsrechnung folgende Problemstellungen:

1. Die Investitionssummen unterscheiden sich sehr stark (Breitendiskrepanz). Die Optimierung im Gleichgewichtsmarkt vergleicht Großanlagen mit Endkapazitäten, die sich im Extremfall um den Faktor 2 unterscheiden; entsprechend verhalten sich ihre Investitionssummen.
2. Die Investitionsdauer beginnt zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ersten Reaktors und endet formell mit der technischen Nutzungsdauer der Großanlage. Da aber der Einsatzzeitpunkt der Großanlage variabel ist, hat hier jede zu unterscheidende Investitionsalternative einen anderen Planungshorizont (Längendiskrepanz).
3. Die Anzahl der refabrizierten Brennelemente ist ein Maß für den Einnahmenstrom der jeweiligen Großanlage. Da die Kapazität der Großanlagen variabel angenommen wird, ändert sich auch mit ihrem Durchsatz die Breite des Einnahmestroms, was wiederum bewirkt, daß dieser Einnahmestrom von der Investitionsrechnung mit erfaßt werden muß.
4. Die Breiten- und die Längendiskrepanz wirft die Problematik einer Differenzinvestition auf.

Folgende Schritte sollen zu einer Lösung führen:

1. Alle Ausgaben- und Einnahmereihen werden auf ein Zeitzentrum abdiskontiert, d.h., es werden Barwerte gebildet.
2. Die Differenz der Summe aller abdiskontierten Einnahmen  $E$  und Ausgaben  $A$ , dividiert durch die Anzahl der abdiskontierten, refabrizierten Brennelemente  $BE$ , also bezogen auf den abdiskontierten Durchsatz, ist eine normierte Größe, die den Vergleich verschiedener Anlagen erlaubt, soweit garantiert ist, daß jede Anlage in ihrem Optimum arbeitet. Diese Forderung wird durch eine Untersuchung über die variablen Einsatzzeitpunkte  $T$  der Großanlage möglichst genau erfüllt, d.h. jede Anlage wird bei verschiedenen Auslastungsgraden durchkalkuliert und dann in ihrem jeweiligen Betriebsoptimum mit Anlagen anderer Kapazitäten verglichen. Mit diesem Verfahrensschritt wird der Sprung aus der reinen Investitionsrechnung hin zum langfristigen, spezifischen Kostenvergleich gemacht.

Die Zielfunktion ist somit eine normierte Größe X, die den Vergleich von Anlagen verschiedener Investitionssummen und unterschiedlicher Kapitalbindungsdauer erlaubt. Sie ist die Summe der Barwerte aller Ausgaben- und Einnahmendifferenzen, bezogen auf die abdiskontierte Anzahl der refabrizierten Brennelemente:

$$X_{\text{VERGLEICH}} = \frac{\sum_{I=1}^{T_{\text{ENDE}}} \overline{A}(I) \cdot (1+p)^{-I} - \sum_{I=1}^{T_{\text{ENDE}}} \overline{E}(I) \cdot (1+p)^{-I}}{\sum_{I=1}^{T_{\text{ENDE}}} \overline{BE}(I) \cdot (1+p)^{-I}}$$

Alle Ausgaben A (I) der aktuellen Abrechnungsperiode I werden zeitlich fixiert und mit einem frei wählbaren Zinssatz p auf das Zeitzentrum I = 1 abdiskontiert. Nach gleichem Verfahren wird der Durchsatz BE (I) des Brennstoffkreislaufs erfaßt, wobei die Länge des Betrachtungszeitraums T<sub>ENDE</sub> durch den Einsatzzeitpunkt T der Großanlage plus 15 Jahre Nutzungszeit bestimmt ist. Somit ist auch der Zahlungszeitplan der Ausgaben- und Einnahmenreihen festgelegt. Der Vergleichswert X wird für jeden der oben erwähnten Kostenströme als Matrix M (K,T) d.h. als Funktion der Kapazität K der Großanlage und ihres Einsatzzeitpunktes T, errechnet und als Raumdiagramm dargestellt.

Die Einnahmen E (I) beinhalten den eventuellen Verkauf von erbrütetem Uran, falls in der Einbrennphase zum Gleichgewichtszustand mehr Uran im Brennelementlager vorliegt als zur weiteren Beladung des Cores notwendig ist. Sie beinhaltet außerdem eventuell anfallende außerordentliche Erträge durch Verkauf von Uran aus stillgelegten Kernkraftwerken.

Der Abdiskontierungszinssatz  $p$  hat folgende Aufgaben:

- 1.) Er beinhaltet den Zins für Fremdkapital und einen Inflationszuschlag; beide Zinssätze sind über den Geld- und Kapitalmarkt für langfristige Kredite gekoppelt und betragen etwa 10 %.
- 2.) Mit ihm werden die ertragsunabhängigen Steuern erfaßt, wobei die Vermögenssteuer 1 %, die Gewerbesteuer 0,6 % und die Lohnsummensteuer 2 % ausmachen.
- 3.) Außerdem wird ein flexibler Zuschlag für kalkulatorische Unternehmergewinne zugelassen, so daß der gesamte Zinssatz bis 20 % nominal ansteigen kann.

Der Einfluß dieses Zinssatzes auf die spezifischen Kosten bzw. Preise und auf die Kapitalrückflußzeit wird in Abschnitt 4. erläutert, eine tabellarische Zusammenfassung der Zinssätze findet im Abschnitt "Kaufmännische Randbedingungen" statt.

Formal werden hier also Barwerte gebildet mit einem Zinssatz der aufgrund seiner Philosophie vergleichbar mit der amerikanischen DCF-Rate ist. Bei dieser Discounted-Cash-Flow-Methode werden alle Gelder zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit verwendet, die nicht für eine reine Aufwanddeckung benötigt werden. Eine Verschleierung der echten Gewinnspanne und somit auch der Rentabilität durch Zuführungen an Rücklagen und durch Abschreibungsgegenwerte wird hier vermieden.

Das Zeitzentrum, auf das alle Geldströme abdiskontiert werden, ist wiederum frei wählbar. Hier wird als Stichtag der 01.01.1976 gewählt.

## 2.2 Erfassung der nuklearen Transportströme

Die alternative Entscheidung, Kernkraftwerke verbrauchernah über das gesamte Gebiet der BRD zu installieren oder die Kernkraftwerke mit ihren nuklearen Entsorgungseinrichtungen zu einem Nuklearpark zu integrieren, wird von den organisatorischen Problemstellungen, von dem Gefährdungspotential und auch von dem finanziellen Aufwand bestimmt, die zur Durchführung von Transporten mit radioaktivem Transportgut notwendig sind. Daher wird in dem folgenden Abschnitt die verkehrstechnische Infrastruktur der BRD als Problemstellung der nuklearen Transporte dargestellt, um anschließend zur simultanen Darstellung dieser Transporte im Computer das mathematische Modell zu erstellen.

Bereits heute werden Transporte von schwach und mittelaktivem Waste routinemäßig durchgeführt. Die dabei benutzten Container und Fahrzeuge sind technisch so ausgereift, daß die Transporte auch unter kommerziellen Bedingungen privatwirtschaftlich durchgeführt werden. Die laufenden Verschärfungen im Rahmen der Transportverordnungen, begleitet von der immer stärker werdenden öffentlichen Diskussion rund um Nuklearparks, lassen aber erkennen, daß ein eventuelles generelles Transportverbot für hochradioaktive Materialien möglich ist. Da diese Arbeit davon ausgeht, daß die nuklearen Entsorgungseinrichtungen sowieso am Ort der späteren Endlagerung gebaut werden, bleiben hauptsächlich die Transporte bestrahlter Kernbrennstoffe zu der Wiederaufarbeitung im öffentlichen Interesse.

### 2.2.1 Organisatorische Problemstellung

Die Infrastruktur der Bundesrepublik bietet drei konkurrierende Verkehrsträgersysteme zur Abwicklung von Nukleartransporten an:

- Schiene,
- Straße und
- Wasser.

Diese Verkehrsträgersysteme müßten den Forderungen, die der Transport von bestrahlten Kernbrennstoffen stellt, entsprechen, wenn sie langfristig eingesetzt werden sollen. Der in /2.2.1-3/ vorgestellt Entwicklungstrend von Transportbehältern beinhaltet, daß zur rationellen Transportabwicklung abgebrannter Brennelemente Behälter verwendet werden müssen, deren Gewichte in den Bereich von Schwertransporte fallen, d.h. daß zur Zeit mit Behältergewichten von 30 bis 50 t je Transport etwa 1 t bestrahltes Schwermetall befördert wird. Behältergewichte von 100 bis 120 t sind geplant, wobei in der Diskussion sogar 180 t schwere Behälter genannt werden, so daß mit dem Unterbau Spezialfahrzeuge von 240 t Gesamtgewicht entstehen. Bei diesen Gewichten ist bereits heute ein routinemäßiger Straßentransport unmöglich. Das zulässige Gesamtgewicht für Lastzüge von 32 t wird von den heutigen Behältergewichten bereits erheblich überschritten, so daß für den Straßentransport Sonderfahrzeuge mit Polizeibegleitung eingesetzt werden. Da man in Zukunft davon ausgehen muß, daß solche Brennstofftransporte routinemäßig abgewickelt werden müssen, bleibt nur die Bahn oder das Schiff als Beförderungsmittel übrig. Teiltransporte über die Straße werden zwar auch in Zukunft von Fall zu Fall erforderlich sein, kommen aber wegen der oben erwähnten Tonnagerestriktionen und der stetigen Polizeieskorte für den großtechnischen Einsatz nicht in Frage; allein zum Transport der HTR-Brennelemente sind im Jahre 2010, bei einer nuklearen Kernkraftwerkskapazität von etwa 30 000 MW<sub>e</sub> unter Verwendung von 35 t Behältern jährlich ca. 8000 Transporte, inklusive Leertransporte, erforderlich. Bei mittleren Transportentfernungen von 450 bis 550 km dauert ein solcher Sondertransport ca. 2 Tage .

Dies bedeutet, daß bei Inbetriebnahme eines nuklearen Entsorgungsparks im Norddeutschen Raum im Mittel täglich 80 Transporte unterwegs sein müßten, die aufgrund ihres Gewichts von 35 t für den Behälter plus ca. 15 t für das Fahrzeug und aufgrund ihrer Abmessungen nur die Bundesautobahnen und die größeren Fernstraßen befahren können. Berücksichtigt man, daß bei dieser Zentralisierung des Brennstoffkreislaufs zu einer großen Anlage für das gesamte Bundesgebiet nur ungefähr 3000 km Straße in Nord-Süd-Richtung betroffen sind, ergibt das eine Häufung von langsamfahrenden Sondertransporten, die den fließenden Verkehr nahezu wie Baustellen im Abstand von je 40 km behindern. Auch ein eventuelles Fahren im Verband reduziert diese Behinderung nur unwesentlich und macht den Straßentransport unabhängig aller Unfallrisiken und Sabotagesicherungen für den nuklearen Schwertransport nicht sehr attraktiv.

Die Deutsche Bundesbahn führt bereits Sondertransporte bis zu einem Gesamtgewicht von 700 t durch. Daher können Waggon mit Gewichten bis ca. 120 t routinemäßig im normalen Güterfernverkehr abgewickelt werden. Für Transporte von bestrahltem Kernbrennstoff müssen die Hauptverkehrsstrecken benutzt werden; zum einen, weil auf den langen Nord-Süd-Strecken bei der vorhandenen Netzstruktur relativ wenig Varianten möglich sind, zum anderen, weil viele Nebenstrecken wegen ihrer Trassierung oder aus betriebstechnischen Gründen Gewichtsrestriktionen haben und somit für eine Entlastung der Hauptstrecken auch für den normalen Zugverkehr nicht geeignet sind. Da die durchschnittliche Transportstrecke auch hier etwa 500 km beträgt, kommen nur Güterzugverbindungen im "Roten Netz" der Bundesbahn infrage. Dieses "Rote Netz" stellt eine Güterzugverbindung dar, in der ohne Rangiervorgänge einmal zusammengestellte Güterzüge große Strecken in kürzester Zeit zurücklegen, z.B. Köln-Basel in 6 Stunden. Diese Güterzüge werden nur über voll automatisierte Hauptstrecken geschickt, was die Unfallgefahr stark reduziert. Voraussetzung dafür ist aber, daß auch die Waggon mit radioaktivem Material mit Geschwindigkeiten gefahren werden dürfen, die die heutige Fallbeanspruchung von 9 m entsprechend 50 km/h weit überschreiten. Für die Deutsche Bundesbahn bedeutet das zusätzliche Verkehrsaufkommen durch Trans-

porte mit Kernbrennstoffen nur eine verschwindend geringe Mehrbelastung. Im Jahre 1973 stellte die Bundesbahn 17 Mio Wagen bereit; somit machen ca. 2000 BE-Transporte, die um die Jahrtausendwende erwartet werden, ungefähr 0,1 % des Verkehrsaufkommens aus.

Wie in /2.1.1-2/ gezeigt wurde, ist es auch möglich, beispielsweise gesamte Entladechargen in Sonderzügen zu transportieren. Wie oben gezeigt wurde, ist eine zwingende Voraussetzung für den Bahntransport auf den benutzten Hauptstrecken sowohl für Sonderzüge als auch für Einzelwaggons die volle Anpassung an den Verkehrsfluß. Die Güterfernverkehrszüge fahren auf den verschiedenen Netzen der Bundesbahn mit Spitzengeschwindigkeiten zwischen 90 und 120 km/h. Eine starke Unterschreitung dieser Geschwindigkeiten ist mit einer erheblichen Behinderung des routinemäßigen Güterfernverkehrs verbunden und muß deshalb vermieden werden. Es gibt zwar prinzipiell die Möglichkeit der Überholung langsam fahrender Züge durch die 750 m langen Überholgleise, mit denen alle Hauptabfuhrstrecken ausgerüstet sind, doch leidet dann die Reisegeschwindigkeit über das durch die hohen Investitionskosten kerntechnischer Transportbehälter erlaubte Maß. Die derzeitig routinemäßigen Spitzengeschwindigkeiten im Bahnbetrieb liegen z.Z. bei etwa 160 km/h, doch da die in dieser Arbeit angeführten Überlegungen sich im wesentlichen mit dem Zeitraum nach 1990 befassen, darf nicht vergessen werden, daß bis dahin die routinemäßigen Höchstgeschwindigkeiten auf 200 km/h gesteigert werden sollen, was bei der Konzeption zukünftiger Transportbehälter noch einfließen muß. Der Transport von Kernbrennstoffen auf den Wasserwegen ist eine denkbare Variante, insbesondere da die meisten Reaktorstandorte zum einen aus Kühlwassergründen und zum anderen für den Transport der Großkomponenten an Flüssen oder Kanälen liegen. Für den Wassertransport ist in absehbarer Zukunft kein Kapazitätsproblem in bezug auf das erforderliche Behältergewicht und die Umlademöglichkeiten zu erwarten. Trotzdem kommt ein Transport auf den Binnenschiffahrtswegen in Zukunft aus mehreren Gründen kaum in Betracht. Dies sind zum einen die Tatsache, daß die Klasse B Behälter nur für ein kurzzeitiges Eintauchen in Wasser



ausgelegt sind, daß weiterhin bei Störfällen eine Bergung der Behälter sehr erschwert wird und daß außerdem die Gefährdung bei der Freisetzung von größeren Aktivitätsmengen in den Binnengewässern ungleich größer ist als die Aktivitätsfreisetzung auf dem Lande.

Obige Argumente veranlassen, daß der Schwerpunkt dieser Arbeit sich mit dem schienengebundenen Transport beschäftigt. Trotzdem ist das Straßennetz im Rahmen dieser Arbeit ähnlich wie die Schienenwege computergerecht erfaßt worden und erlaubt analoge Modellrechnungen.

### 2.2.2 Problemlösung mittels der Graphentheorie

Als Grundlage der Nachbildung und Optimierung von Transportströmen im Computer wurden die Verkehrsträger Schiene und Straße digitalisiert und als logisch verknüpfte Netzstrukturen abgespeichert. Dabei stellt eine Netzstruktur eine beliebige Anzahl von Knotenpunkten dar, die über Streckenabschnitte miteinander verbunden sind. Der Vermaschungsgrad spielt hierbei keine Rolle. Ausgangspunkt für Transportrechnungen sind Kopfstationen also Knotenpunkte am Anfang, bzw. am Ende einer Strecke, die z.B. ein Kernkraftwerk oder eine Lagerstätte beinhalten /2.1.1-2/.

Um den verwendeten Algorithmus einfach beschreiben zu können, sei als Optimierungskriterium die kürzeste Weglänge angenommen. In einem gegebenen Streckennetz soll der kürzeste Weg von einem beliebigen Punkt zu einem anderen ebenfalls frei wählbaren Punkt gesucht werden. Die Punkte des Netzes sind mit  $P_1, P_2, \dots$  bis  $P_N$  bezeichnet. Zu jeder Verbindungsstrecke im Netz, z.B. zwischen den Punkten  $P_i$  und  $P_j$ , wird die gerichtete Strecke von  $P_i$  nach  $P_j$  ( $k_{ij}$ ) und von  $P_j$  nach  $P_i$  ( $k_{ji}$ ) betrachtet. Bei Einbahnstrecken entfällt eine der beiden Strecken. Jeder Strecke  $k_{ij}$  wird die entsprechende Streckenlänge  $d_{ij}$  zugeordnet.

Mathematisch gesehen stellt sich also die Aufgabe, einen kürzesten Weg in einem gerichteten gewerteten Graphen zu suchen /2.2.2.-1/. Es werden vom Ausgangspunkt  $P_a$  ausgehend Wege zu anderen Punkten aufgebaut. Werden dabei zu einem Punkt zwei verschieden lange Wege gefunden, dann wird der kürzere Weg vorgemerkt. Um zu garantieren, daß letztlich auch der absolut kürzeste Weg gefunden wird, geht man wie folgt vor:

Es werden die Endpunkte der bereits gefundenen Wege der Reihe nach durchgegangen und im Punkt  $P_i$  sämtliche mögliche Teilstrecken  $k_{ij1}, k_{ij2}$  angesetzt. Dadurch werden Wege von  $P_a$  nach  $P_{j1}, P_{j2}$  gebildet.

Beim ersten Durchgang durch die Endpunkte werden alle Nachbarn von  $P_a$  erreicht. Es werden somit alle von  $P_a$  ausgehenden kürzesten Wege, die nur aus einer Teilstrecke bestehen, ermittelt. Spätestens beim zweiten Durchgang durch die Liste der Endpunkte werden alle Punkte erreicht, die Nachbarn der Nachbarn von  $P_a$  sind. Es werden also alle von  $P_a$  ausgehenden Wege

$$W (P_a, P_{i_1}, P_{i_2})$$

mit zwei Teilstrecken ermittelt. Unter diesen Wegen befinden sich insbesondere die kürzesten Wege, die von  $P_a$  ausgehen und zwei Teilstrecken besitzen. Diese kürzesten Wege werden vorgemerkt. Spätestens beim 1-ten Schritt entstehen alle von  $P_a$  ausgehenden Wege

$$W (P_a, P_{i_1}, P_{i_2}, \dots, P_{i_{l-1}}, P_{i_l})$$

mit  $l$  Teilstrecken und der Eigenschaft, daß der Weg von  $P_a$  nach  $P_{i_l}$  ein kürzester Weg ist. Unter diesen Wegen befinden sich insbesondere die kürzesten von  $P_a$  ausgehenden Wege mit  $l$  Teilstrecken. Da ein kürzester Weg in einem endlichen Netz nur endlich viele Teilstrecken besitzen kann, bricht der Algorith-

mus nach endlich vielen Schritten ab. Es ergibt sich letztlich ein Gerüst von kürzesten Wegen von einem Anfangspunkt  $P_a$  ausgehend zu allen Punkten des Netzes und daher insbesondere ein kürzester Weg von  $P_a$  zu einem beliebigen Punkt  $P_m$ .

Die Eigenschaft, daß der Algorithmus ein Gerüst von kürzesten Wegen liefert, war mit ein Grund, weshalb gerade dieser Algorithmus ausgewählt wurde, da bei den verschiedenen Transportplänen sich immer wieder die Aufgabe stellt, die kürzesten Wege von vielen Absendern zu einem Empfänger -bzw. umgekehrt - zu suchen.

Nach dem geschilderten Optimalisierungskriterium der kürzesten Weglänge kann das Verfahren auch auf andere Kriterien angewendet werden /2.2.2-2/. "Verbotene" Strecken können im Programm mittels Streckensperrbefehlen als nicht zu befahren notiert werden. Die Ergebnisse sind sowohl in Form von Tabellen als auch in Form graphischer Darstellungen.

### 2.3 Zukünftige Sekundärenergiesysteme

Zur optimalen Ausnutzung aller Primärenergieträger ist es unbedingt erforderlich, die Wirkungsgrade heutiger Kraftwerke zu verbessern. Dafür bietet sich die Nutzung der Abwärme durch Nahverteilung als Fernwärme an. Da in dieser Arbeit aber davon ausgegangen wird, daß die mittlere Entfernung des Nuklearkarks zum Schwerpunkt des Verbrauchers etwa 500 km beträgt, müssen Sekundärenergiesysteme eingesetzt werden, die zum einen den Wirkungsgrad des Kraftwerks erhöhen und zum anderen die Verluste des Energietransports trotz großer Entfernungen gering halten /2.3 -1/.

Daher werden die Kosten der Übertragung folgender Sekundärenergien miteinander verglichen:

1. Elektrizität
2. Gasversorgung - Methan
3. Fernwärme
4. Gasversorgung - Wasserstoff
5. Gasversorgung - Synthesegas (Fernenergie)

Die vergleichbaren Leistungsbereiche dieser alternativen Energieübertragungssysteme gehen aus Tab. 2.3/1 hervor.

Um ein realistisches Bild der Transportkosten zu bekommen, werden Systeme in bestehenden Größenordnungen miteinander verglichen. Wie sich aus den nachfolgenden Rechnungen ergeben wird, bleiben die Relationen auch bei Übergang zu höheren Leistungen bestehen. Die gewählten Größenordnungen entsprechen den Leistungen heutiger großer Anlagen. Die Abgabeleistung heutiger großer Elektrizitätswerke liegt in der Größenordnung 2000 MVA. Große Fernwärmenetze transportieren Wärmemengen von 1000 Gcal/h. Nur im Rahmen der Gasversorgung werden derzeit erheblich größere Leistungen transportiert.

Die Übertragungskapazität von Elektrizitätsleitungen ist in der Zukunft ohne große besondere technische Aufwendungen noch um den Faktor 4 auf ca. 9000 MVA steigerbar /2.3-2/. Die Fernwärme wird ihre Begrenzung in der Größenordnung 1500 - 2000 Gcal/h Transportkapazität finden /2.3-3/. Im Gegensatz hierzu ist die Transportkapazität im Bereich der Gasfortleitung noch um den Faktor 10 bis 20 vergrößerbar. Um einen Überblick über die Kosten im Bereich verschiedener Übertragungskapazitäten zu bekommen, wurden verschiedene Kapazitätsbereiche gewählt und zwar 1000 - 2000 MVA entsprechend 1000 Gcal/h, 400 - 600 MVA entsprechend ungefähr 200 Gcal/h. Alle Leistungsebenen sind in Tab. 2.3.1/1 gegenübergestellt.

Die Leistungsdichten der elektrischen Versorgung liegen zur Zeit für die Schwerpunkte der Verdichtungsräume bei etwa  $70 \text{ MW/km}^2$  /2.3-4/ und für die Randgebiete bei  $2 \text{ MW/km}^2$ . Die Leistungsgröße der ersten Kategorie entspricht dann der Leistungsdichte einer Stadt mit einem Kern von ca. 4 - 5 km Durchmesser. Die Anschluß-

leistung von 1000 Gcal/h gehört z.Z. zu den größten und wird nur durch die Anschlußleistung von 4 Städten überschritten, nämlich Berlin, Hamburg, München und Wolfsburg, wobei die derzeitig größte Anschlußleistung von 1813 Gcal/h die Hamburger Elektrizitätswerke erreichen. Etwa 15 % aller Anschlußleistungen sind der zweiten Kategorie zuzuordnen. Die restlichen 85 % sind in dem Bereich bis 250 Gcal/h zu finden. Mehr als die Hälfte aller Anschlüsse beträgt weniger als 100 Gcal/h /2.3-5/. Auch die Transportkapazitäten der derzeitigen Gasversorgung lassen sich in dieses Schema in etwa einpassen. Die großen Fernleitungstrassen haben einen Durchmesser von 20 bzw. 24 Zoll, also ungefähr 600 mm, die zugehörigen Transportmengen betragen 100.000 bis 200.000 Nm<sup>3</sup> Naturgas/h bzw. 860 - 1720 Gcal/h.

Nur ein Gaspipelineteilstück zwischen Köln und Mainz besitzt einen Durchmesser von 36 Zoll entsprechend ca. 900 mm. Die Mehrzahl aller Rohrleitungen haben einen Durchmesser, der zwischen 200 und 500 mm liegt. Die zugehörigen Durchsatzmengen betragen dann etwa 40.000 bis 60.000 Nm<sup>3</sup> Methangas/h entsprechend 340 - 520 Gcal/h. Der Gasversorgung mittels Synthesegas, auch Fernenergie genannt, als neues System lassen sich gleiche Größenordnungen zuordnen. Entsprechend der Abgabe an Nahwärme, die zwischen 400 und 150 MW liegen kann, bezogen auf eine Reaktorleistung von 1000 MW, beträgt die Fernenergie bezogen auf dieselbe thermische Reaktorleistung etwa 500 - 700 MW. Bisherige Berechnungen ergaben, daß die Verteilung derartiger Leistungen durch Rohrleitungssysteme bekannter Größenordnungen bewerkstelligt werden kann.

<u>Elektrizität</u>	<u>1000-2000 MVA</u>	<u>400-600 MVA</u>	<u>100-300 MVA</u>
(konventionelle Übertragungssysteme)	380 kV Freileitung 380 kV SF6 Kabel 380 kV Öl-Kabel (gekühlt)	380 kV Freileitung 110 kV Öl-Kabel 110 kV Öl-Kabel 380 kV	110 kV Freileitung 380 kV 110 kV Öl-Kabel 380 kV
<u>Fernwärme</u>	<u>1000 Gcal/h</u> = 1160 MW 1200 mm Ø Begehrbarer Kanal 130/50 Temperatur-spreizung	<u>500 Gcal/h</u> = 581 MW 900 mm Ø Begehrbarer Kanal 130/50 Temperatur-spreizung	<u>200 Gcal/h</u> = 232 MW 800 mm Ø Rohrverlegung 80/50 Temperatur-spreizung
<u>Gasversorgung</u> (Methan, H <sub>2</sub> )	<u>1000-2000 MW</u> 860-1720 Gcal/h 100.000-200.000 Nm <sup>3</sup> /h CH <sub>4</sub> 500-700 mm Ø 1700 MW 1524 Gcal/h <sup>3</sup> = 300.000 Nm <sup>3</sup> Synthesegas/h Hinleitung <sup>3</sup> und 107.000 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h Rückleitung ca. 700-1000 mm Ø	<u>400-600 MW</u> 340-520 Gcal/h 40.000-60.000 Nm <sup>3</sup> /h CH <sub>4</sub> 200-400 mm Ø 850 MW 762 Gcal/h <sup>3</sup> = 150.000 Nm <sup>3</sup> Synthesegas/h Hinleitung <sup>3</sup> und 53.500 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h Rückleitung 300-600 mm Ø	<u>100-300 MW</u> 86-180 Gcal/h 10.000-30.000 Nm <sup>3</sup> /h CH <sub>4</sub> 80-200 mm Ø 425 MW 380 Gcal/h <sup>3</sup> = 75.000 Nm <sup>3</sup> Synthesegas/h Hinleitung <sup>3</sup> und 26.750 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h Rückleitung 200-300 mm Ø
<u>Fernenergie</u>			

Tab. 2.3./1: Zuordnung der Leistungsbereiche bei der Energieübertragung.

### 2.3.1 Alternative Energietransportssysteme

Die Transportattraktivität der verschiedenen Verteilungssysteme hängt insgesamt ab von ihrer Qualität und ihrer Sicherheit. Die Qualität beinhaltet, wie Abb. 2.3.1/1 zeigt, die Verfügbarkeit, die Flexibilität, die Umweltfreundlichkeit und die Ökonomie des Systems. Die Sicherheit erfaßt die Lebensdauer, die Unfallmöglichkeiten und die Unfallfolgen der verschiedenen Verteilungssysteme. Die betrachteten Gas-, Wasser- und Elektrizitätsverteilungssysteme sind über Jahre hinaus erprobt, so daß über ihre Verfügbarkeit, ihre Lebensdauer sowie Unfallmöglichkeiten und Unfallfolgen an dieser Stelle keine Wertung abgegeben werden muß. Auch Wasserstoffverteilungssysteme sind aufgrund der jahrzehntelangen Erfahrungen der chemischen Industrie als praktikabel und sicher zu bezeichnen.

Wesentliche Unterschiede bestehen eher in der Flexibilität der Umweltfreundlichkeit und der Ökonomie der einzelnen Systeme. Während elektrische Verteilungssysteme ausgelegt auf eine bestimmte Nennleistung nur kurzfristig überlastet werden können, sind Gasverteilungssysteme in Bezug auf ihre Energieabgabe erheblich flexibler. Im Rahmen der zuverlässigen Materialbeanspruchungen können durch nachträgliche Zwischenverdichtungen und durch generelle Erhöhungen des Transportdruckes erhebliche Kapazitätssteigerungen erreicht werden.

Obwohl bezogen auf ein Wärmeäquivalent derzeit etwa doppelt so viel Energie in Form von Gas als in Form von Elektrizität verteilt wird, wurden im letzten Jahrzehnt etwa fünfmal so viel in Stromverteilungsnetze als in Gasverteilungsnetze investiert. Die Umweltfreundlichkeit von verdeckt verlegten Kabel- bzw. Rohrsystemen gegenüber Freileitungssystemen ist aus ästhetischen Gründen natürlich erheblich größer. Außerdem ist das Kabel im Bereich der Fernübertragung nicht konkurrenzfähig gegenüber einer Energieübertragung in Form von Gas. Letztlich ist aber die Ökonomie und eng zusammenhängend damit die Flexibilität eines Energietransportnetzes bei hinreichender Verfügbarkeit und Sicherheit ausschlaggebend für seine Attraktivität

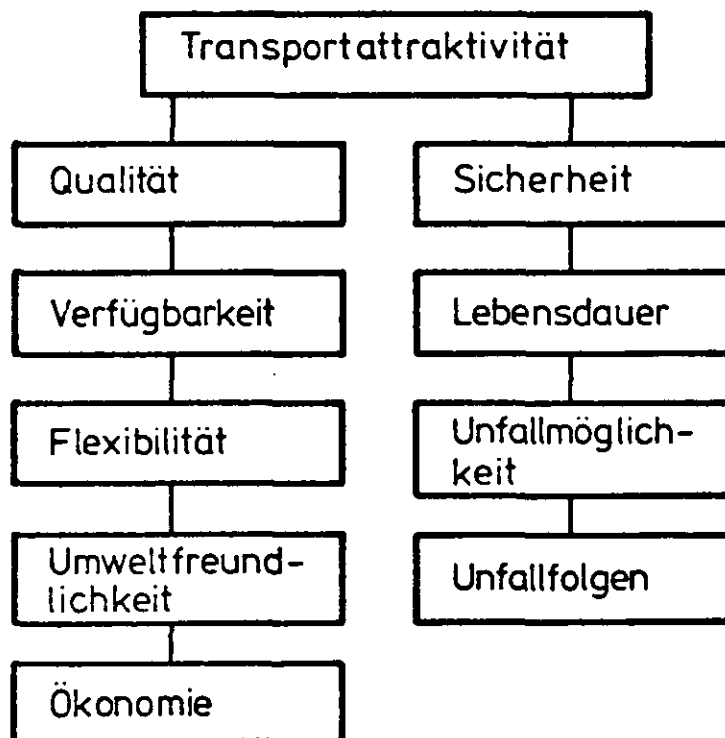


Abb. 2.3.1/1: Transportattractivität unterschiedlicher Verteilungssysteme

Die Lebensdauer der verschiedenen Energieverteilungssysteme ist mittlerweile gleich anzusetzen. Hierbei ist vorausgesetzt, daß im Bereich der Gasverteilung kathodisch geschützte Rohrsysteme verwendet werden und daß die transportierten Gase nicht mit aggressiven Stoffen versetzt sind. Wesentliche Unterschiede bestehen lediglich beim Vergleich von Verdichtern und Spannungswandlern. Während elektrische Spannungswandler kaum einem Verschleiß unterliegen, ist die Lebensdauer von rotierenden Teilen wie Kompressoren und Pumpen kürzer.



### 2.3.2. Lösungsansatz zur Vergleichbarkeit der Energietransport-systeme

---

Zur besseren Übersicht wird versucht, für alle Fortleitungsarten eine vergleichbare Kostenaufstellung zu finden. Es sind jeweils 4 Summanden zur Ermittlung der Gesamtjahreskosten, ausgedrückt in DM/km und Jahr, zu bestimmen. Hierbei handelt es sich um die annuitätig aufbereiteten Anlagekosten, die Jahresverlustkosten, die Jahresbetriebskosten und die Entschädigungskosten /2.3-1/.

$$K_L = K_A + (K_V + K_B + K_E) / L$$

$$K_A = A \cdot \alpha$$

$$K_V = P_{VL} \cdot (k_K + T_B \cdot k_a)$$

$$K_B = P_{VD} \cdot T_B \cdot k_p$$

$$K_E = F_{kF} \cdot \alpha_1$$

$$A = \text{Anlagekosten}$$

$$K_L : \text{Gesamtjahreskosten in DM/km Jahr}$$

$$K_A : \text{Annuitätig aufbereitete Anlagekosten in DM/a km}$$

$$K_V : \text{Jahresverlustkosten in DM/a}$$

$$K_B : \text{Jahresbetriebskosten in DM/a}$$

$$K_E : \text{Entschädigungskosten in DM/a}$$

$$\alpha : \text{Annuität einschl. Pauschale für Veraltung, Wartung, Reparatur und Steuern}$$

$$P_{VL} : \text{Verlustleistung in kW}$$

$$k_K : \text{spez. Kosten für das Ersatzkraftwerk in DM/kW}$$

$$T_B : \text{Betriebsstundenzahl pro Jahr}$$

$$k_a : \text{Kosten der Verlustenergie}$$

$$P_{VD} : \text{Pump- bzw. Verdichterleistung in kW}$$

$$k_p : \text{Kosten der Verdichter bzw. Pumpenergie}$$

$$F : \text{Trassenfläche in m}^2/\text{km}$$

$$k_F : \text{spez. Entschädigungskosten in DM/km}$$

$$\alpha_1 : \text{Annuität}$$

$$L : \text{Entfernung in km}$$

Der erste Summand ist für alle Kostenberechnungen gleich, Verlustkosten treten nur bei der Elektrizität- und Warmwasserfortleitung auf. Betriebskosten fallen wiederum nur bei der Gas- und Fernenergiefortleitung in Form von Pumpkosten an. Eine Pauschale für Verwaltung, Wartung, Reparatur und Steuern wird der Annuität zugeschlagen. Entschädigungskosten fallen nur bei oberirdisch verlegten Systemen an, z.B. bei elektrischen Freileitungssystemen. Der Quotient aus Gesamtjahreskosten und der jährlich transportierten Energie liefert die spezifischen Transportkosten pro km. Um eine Vergleichsbasis zu finden, wird die jährliche Benutzerstundenzahl auf 4380 h festgesetzt. Die tatsächliche Auslastung der Transporteinrichtungen ist für die verschiedenen Energiesysteme sehr unterschiedlich. Alle Transportsysteme außer der Fernwärme unterliegen keinerlei Beschränkungen, was die Transportentfernung betrifft. Bei der Fernwärme ist aus Kostenerwägungen eine Beschränkung auf ca. 40 - 50 km vorzusehen. Eine Kombination in der Erzeugung von Fernenergie, Fernwärme und elektrischer Leistung kann in günstigstem Falle zu Gesamtwirkungsgraden von über 90 bzw. 95 % führen /2.3.2-1/.

Ein guter Standort für Fernenergieerzeugung muß daher auch hinreichend Gelegenheit zur Abgabe der erzeugten Nahwärme geben. Das heißt, daß in der näheren Umgebung die Möglichkeit zur Aufnahme der angebotenen Leistung bestehen muß.

Somit werden die Kosten der alternativ zur Verfügung stehenden Energietransportsysteme analog der in Abschnitt 2.1.2 entworfenen Methoden vergleichbar gemacht:

- Ermittlung aller Kosten als Annuität oder Barwert, und
- Bildung der spezifischen Vergleichsquotienten durch Bezug auf die transportierten Leistungseinheiten.

Da die Rechenprogramme jedes Transportsystem entsprechend den technischen Daten in sich kostenmäßig optimiert, wurden auch hier Alternativen gegenübergestellt, die jeweils in ihrem Optimum arbeiten. Somit kann eine Differenzinvestitionsrechnung, wie sie von der klassischen Betriebswirtschaft gefordert wird, vernachlässigt werden.

## 2.4 Energiewirtschaftliche Standortdatenbank

Eine regionale Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten und eine dazu bezogene Vorhersage des langfristigen Energiebedarfs ist für die Festlegung von Einsatzstrategien der diskutierten nuklearen und konventionellen Energieversorgungssysteme erforderlich. Für eine solche Vorhersage wird in Zukunft eine einfache Trendextrapolation des gesamten Verbrauchs der Bundesrepublik Deutschland nicht mehr ausreichend sein. Statt dessen sollten hierfür regional gestaffelte Verbrauchs- und Strukturdaten verwertet werden, um den künftigen Bedarf nach Regionen detailliert und nicht nur global für die gesamte Bundesrepublik abschätzen zu können.

Voraussetzung für solche Arbeiten ist somit eine möglichst detaillierte regionale Erfassung aller wesentlichen energiewirtschaftlichen Daten, die in einer Datenbank erfaßt und für spätere Analysen und Planungsaufgaben durch ein Zugriffsprogramm aufbereitet und verfügbar gemacht werden müssen.

In Abschnitt 4. werden die Energieverbräuche für die wichtigsten Verdichtungsräume zusammengestellt und als Basis zur Festlegung der verbrauchernahen Kernkraftwerksstandorte genommen.

### 2.4.1 Datenorganisation

Die Datenbank enthält in organisierter Form alle Ausgangsinformationen so auf einem EDV-Informationsträger bereit, daß bei zulässigem Zeitaufwand möglichst viele Datensätze von dem Rechner aufgerufen werden können. Die aktuellen Daten werden durch Einspeichern in mehrdimensionalen Feldern regional und sektoral zu aussagefähigen Datensätzen zusammengefaßt, die dann sowohl der Datenbank, als neuer, sinnvoller Datensatz eingegliedert wie auch als zeitlich beschränkte Kurzinformation zur weiteren Verarbeitung den anschließenden Auswerteprogrammen zur Verfügung gestellt werden können /2.4.1-1/.

Alle Informationsdaten, z.B. Energieverbrauch der privaten Haushalte sind zweifach indiziert, wobei der Index I als regionaler Index die betrachtete Region kennzeichnet und der Index II den gewünschten Datentyp festlegt.

Mit dem regionalen Index I ist automatisch eine koordinatenmäßige Zuordnung über die Verankerung der jeweiligen Stützstellen verbunden.

Dabei handelt es sich

- bei den Kreisen um den über die Bevölkerung gewichteten Kreisschwerpunkt
- bei den Kraftwerken und Raffinerien um ihren exakten Standort
- bei den Verkehrsträgern und den Verwaltungsgrenzen um die Reihenfolge aller Koordinatenpaare, die als Polygonzug in linearisierter Form ihren Verlauf angeben.

#### 2.4.2 Informationsdaten

Primär handelt es sich bei der Datenbank um energiewirtschaftliche Verbrauchs- und Erzeugerdaten. Ausgehängt sind Strukturdaten wie Bevölkerung, Anzahl der Haushalte, Flächen usw. Aufgerufen werden die Daten durch eine fünfstellige numerische Verschlüsselung der Merkmalsverknüpfung, die im vorangegangenen Abschnitt als Index II bezeichnet wurde.

Dieser Index ist somit eine fünfstellige Zahl, die aus drei Zahlengruppen besteht. Sie hat die logistische Aufgabe, die Informationsdaten vertikal nach Energieträgern und horizontal nach Verbrauchergruppen aufzuteilen. Die Besetzung der einzelnen Stellen zeigt für die wesentlichen Datensätze Abb. 2.4.2/1 . Eine genaue Auflistung /2.4.1-1/ würde etwa 20 Primär- bzw. Sekundärenergieträger beinhalten, die als Input/Outputvektoren die 4 Verbrauchergruppen

- Haushalte und Kleingewerbe,
- Industrie,
- Umwandlungssektor und
- Verkehr

verknüpfen, wobei die Industrie des Bundeslandes NRW als Hauptenergieverbraucher nochmals nach 13 Branchen /2.4.2-1/ aufgeteilt ist. Diese energiewirtschaftlichen Daten liegen auf Kreisebene vor. Insgesamt sind mit den allgemeinen Daten

- Anzahl der Einwohner,
- Anzahl der Haushalte und
- Katasterfläche,

die allerdings auf Gemeindeebene vorliegen, etwa 100 Datensätze belegt. Diese Datensätze sind entsprechend der Anzahl ihrer Stützstellen, die bei den Kraftwerken 400, bei den Kreisen 550 und bei den Gemeinden etwa 22 000 beträgt, regional verankert. Da die Informationsdaten in ihren Dimensionen nicht vergleichbar sind, es handelt sich z.B. bei der Kraftwerksleistung um MW, bei der Kohle um t Brennstoff und beim Gas um Nm<sup>3</sup>, beinhaltet die Datenbank noch ein Vektorfeld, das die Transformation aller Energiewerte in 10<sup>3</sup> t SKE vornimmt.

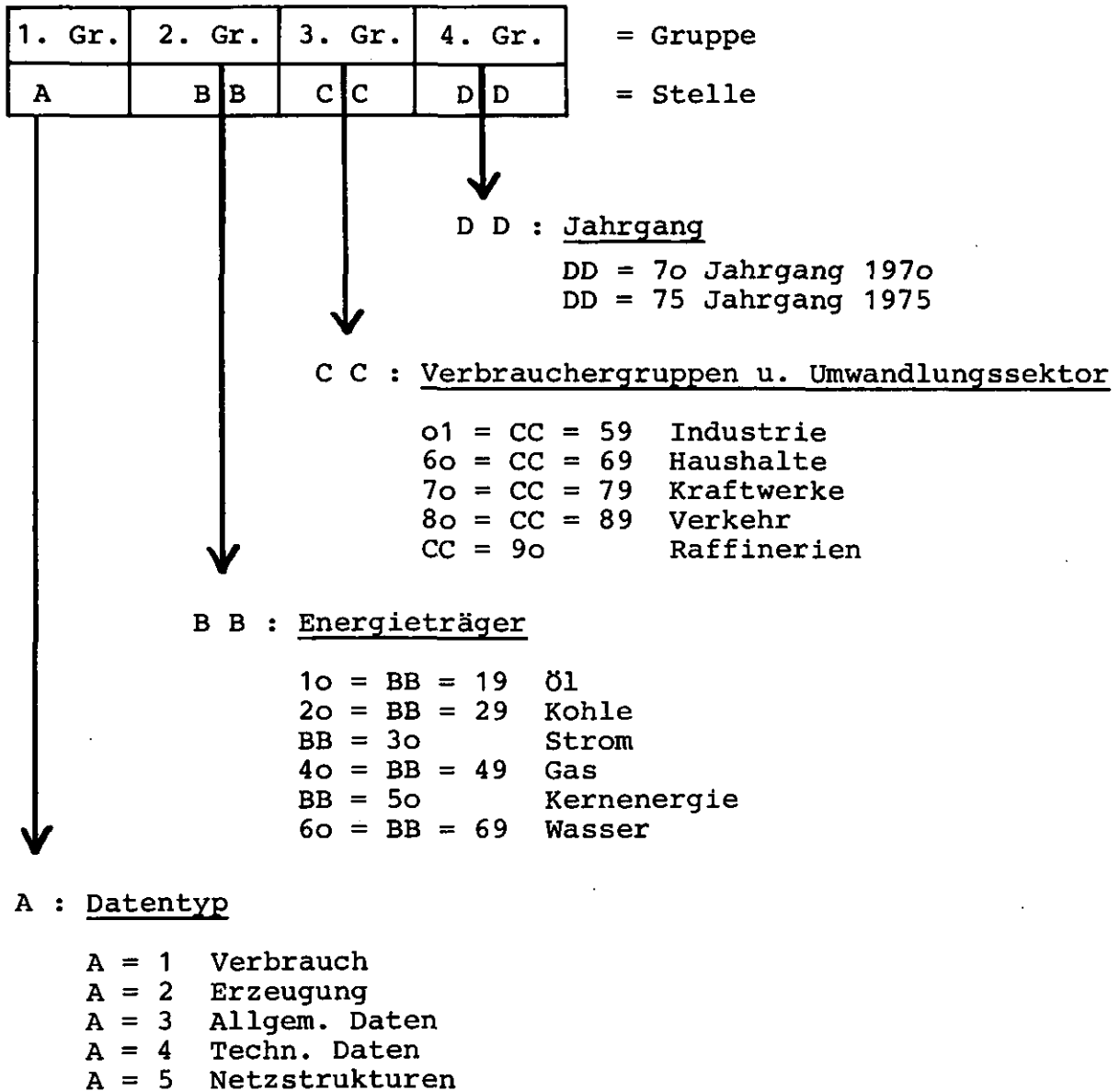


Abb. 2.4.2./1 :

Logistik der Informationsträger

### 3. Dynamisches Systemmodell und Simulationsläufe

Voraussetzung jeglicher Aussagen über die gesamtwirtschaftlichen Anforderungen an den Nuklearkern sind:

- die Vergleichbarkeit und somit der Aufarbeitungsstand relevanter Daten über alle Bundesländergrenzen hinweg. Solche Daten sind in dieser Arbeit die sektoralen und regionalen Energiedaten, Infrastrukturdaten, Anzahl der Haushalte, Wohnbevölkerung usw.
- die geografische Lokalisierung dieser Daten mit logischer Merkmalsverknüpfung
- die Erstellung eines Organisationsschemas als Basis einer Methodenbank zur Durchführung von Planspielen
- die Transformation aller Betriebsabläufe in den finanziellen Bereich mit dem Ziel, möglichst viele Alternativen durch Kostenvergleich zu bewerten.

Wie der Modellablaufplan in Abb. 2./1 zeigt, können Zwischenergebnisse durch Rückkopplung aller Modellzweige für einen variablen Parametersatz durchgespielt werden, um, wie in den folgenden Abschnitten dargestellt, eventuell mehrdimensionale Minima zu analysieren.

#### 3.1. Programmtechnische Arbeiten

##### Brennstoffkreislauf

Der äußere Brennstoffkreislauf wird von 15 Unterprogrammen mit etwa 1000 Ausführungsbefehlen in der FORTRAN IV-Sprache simuliert. Das steuernde Hauptprogramm liest, wie der vereinfachte Strukturplan der Abb. 3.1.1./1 darstellt, alle technischen und kaufmännischen Standortparameter ein. Dann werden in folgerichtiger Reihenfolge sämtliche Unterprogramme aufgerufen, die die einzelnen Verfahrensschritte des äußeren Kreislaufs im Modell nachvollziehen. Die jährliche Brennelementsteuerung als Funktion der installierten Reaktorleistung wird vom Hauptprogramm zusammen mit der gerade aktuellen Kapazität der

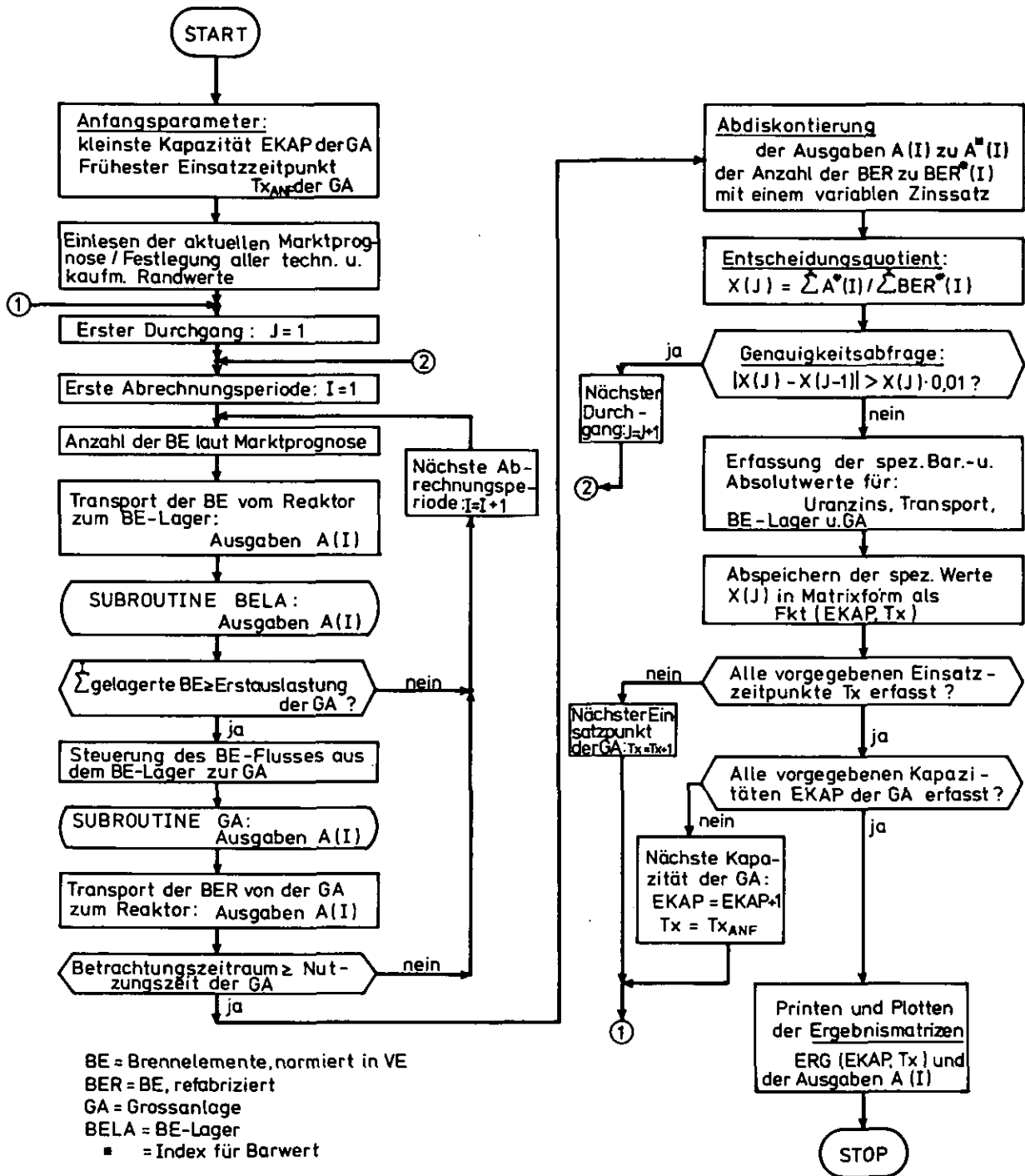
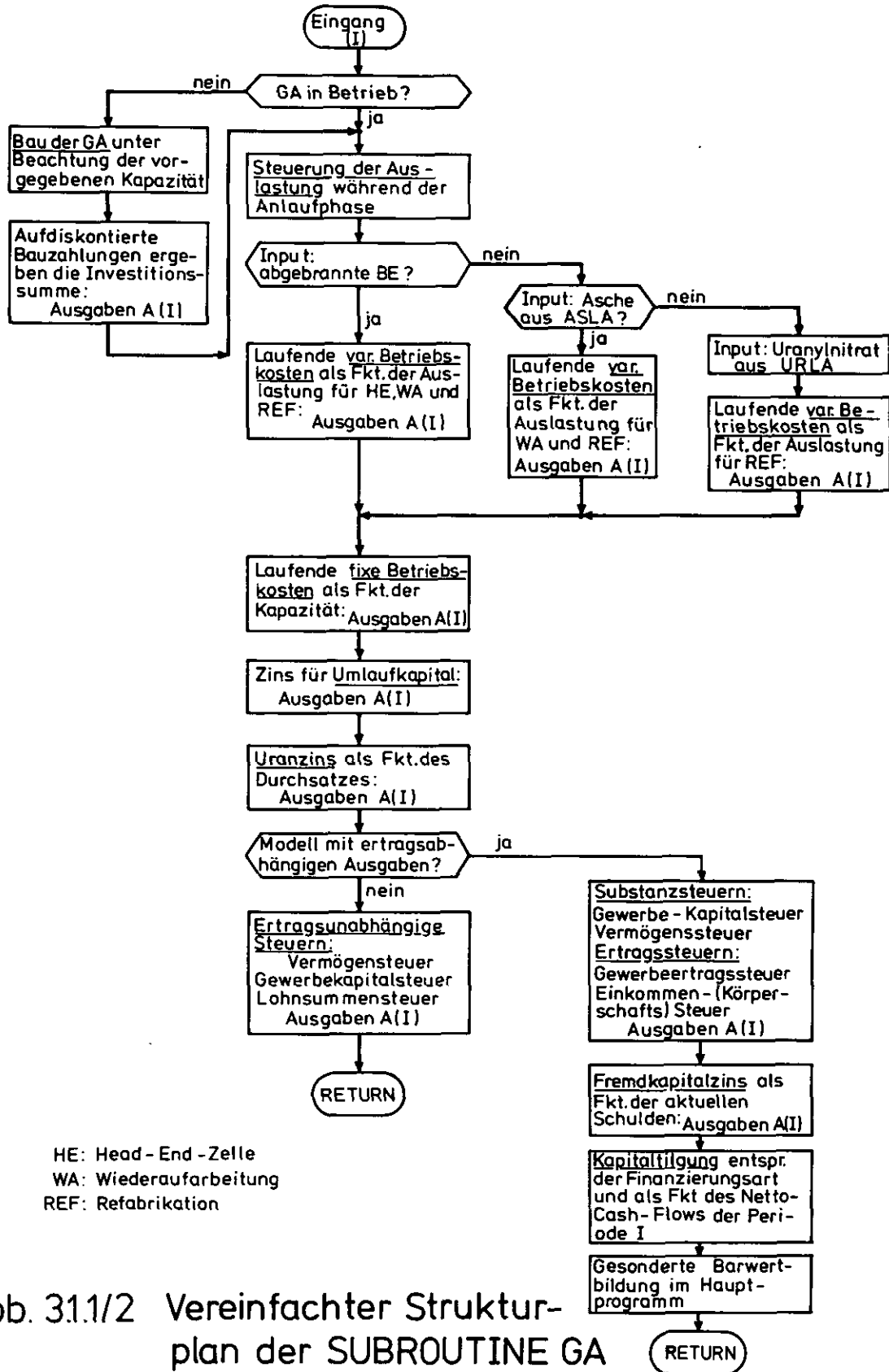


Abb. 3.1.1/1 Vereinfachter Strukturplan der Optimierung im Gleichgewichtsmarkt





großen Wiederaufarbeitungsanlage (Großanlage) und ihrem Einsatzzeitpunkt gelenkt. In den Unterprogrammen werden dann alle verursachten Anlagenkosten, fixe und variable Betriebskosten entsprechend der aktuellen Auslastung zeitlich fixiert und in Kostenfeldern abgespeichert. Das Grundkonzept dieser Programmstruktur wurde in /3.1-1/ an dem speziellen Beispiel "HTR-Blockreaktor nach dem GA-1160 Konzept" entwickelt. Hier in dieser Arbeit werden sämtliche reaktorphysikalischen Parameter so flexibel programmiert, daß alle derzeit aktuellen HTR-Betriebszustände, wie z.B. Kugelreaktor im Normal- oder Hochkonverterbetrieb, in der Anlaufphase oder in der Gleichgewichtsphase, von der nuklearen Entsorgung her gesehen durchgerechnet werden können.

In dem Hauptprogramm werden alle Einnahmen- und Ausgabenströme der Head-End-Stufe, der Extraktionsstufe, der Fabrikationsstufe, des BE-Lagers, des Transports und der Uranzins abdiskontiert, auf den BE-Fluß bezogen und in Matrizen abgespeichert. Diese Teilschritte werden für bis zu 20 verschiedene Großanlagen, gesteuert durch EKAP, kombiniert mit bis zu 9 verschiedenen Einsatzzeitpunkten, gesteuert durch TX, durchgerechnet. Jede TX-EKAP-Kombination wird 15 Jahre lang, also bis zur technischen Abschreibung der Großanlage, durchgerechnet. Somit ergeben sich Matrizen von 20 x 9 Einzelwerten, die das gesuchte Minimum beinhalten.

Setzt man die logische Größe  $PLOT = .TRUE.$ , werden die Endergebnismatrizen aller spez. Barwerte als dreidimensionale Computerzeichnungen geplottet, indem 16 mm DIAs erstellt werden.

Die fest eingegebenen Werte für  $EKAP_{MIN}$ ,  $EKAP_{MAX}$ ,  $TX_{MIN}$  und  $TX_{MAX}$  erfassen mit ihrer Bandbreite das erwartete, zweidimensionale Optimum als Funktion der Marktprognose. Einen Programmablauf mit den CALL-Befehlen aller benötigter Unterprogramme zeigen die vereinfachten Strukturpläne der Abb. 3.1.1/1 bis 3.1.1/3. Die benötigten Kostenkurven wurden in Abschnitte 2.1.1 vorgestellt.

Der kaufmännische Teil der Programmstruktur behandelt alle in Abschnitt 3.2.2 ermittelten Einflußgrößen, die die Ergebnisse von Selbstkosten bis hin zu Preisen mit einer Amortisationszeit von 6-7 Jahren als absolute Werte, als Barwerte und als spezifische Kosten darstellen. Der Einfluß der Hauptparameter wird in einer Kurvenschar in Abschnitt 4.2 gezeigt.

### Energietransporte

Für jedes Energietransportsystem wurde ein Programm in der Programmiersprache FORTRAN erstellt /2.3-1/, das mit Hilfe der abgegebenen technischen Daten das betriebswirtschaftliche Optimum einer Transportstrecke als Funktion der Eingabeparameter

- Leistung in MW
- Entfernung in km
- Bevölkerungsdichte in Einwohner/km<sup>2</sup>

aufsucht und tabellarisch mit allen spezifischen und absoluten Kosten bzw. Preisen ausdrückt. Dabei werden in /2.3-1/ für folgende Sekundärenergiesysteme Simulationsmodelle erstellt:

- Elektrizität mit 400 Statements,
- Fernwärme mit 300 Statements,
- Gasversorgung in Form von Methan und / oder Wasserstoff mit 500 Statements und
- Fernenergie mit 350 Statements.

Jede Programmeinheit bestimmt für das entsprechende Energietransportsystem durch Transformation aller Betriebszustände mittels des in Abschnitt 2.3 entwickelten Lösungsansatzes in den finanziellen Bereich das betriebliche Optimum.

### Nukleartransporte

Zur Erfassung der nuklearen Transportströme zur Entsorgung der HTR wurde hier der Transport der abgebrannten und refabrizierten Brennelemente sowie der Transport der Betriebsabfälle für die in

Abb. 4.1.1/1 zugrunde gelegte Zubaurate durchgespielt. Dieser Teil des Programmsystems besteht aus zwei Teilen:

- einer Datenbank, die man mit der Überschrift "Regionalisierte, kerntechnische Infrastruktur" bezeichnen kann und
- einem dynamischen Systemmodell, das Transporte aller Verkehrsträger so kontrolliert nachvollziehen kann, daß es für jeden Streckenabschnitt die in einem Jahr transportierte Menge, den Aggregatzustand, die Aktivität, den Absender (Reaktortyp, Wiederaufarbeitungsanlage) und den Empfänger (Wiederaufarbeitungsanlage bzw. Endlager) dem Benutzer in beliebiger Form mitteilen kann.

Allgemein können mit diesen beiden Programmteilen folgende Problemkreise abgearbeitet werden, wobei für die eingangs erwähnten Spezialtransporte in Abschnitt 4.3.3. mehrere Fälle am Beispiel Wiederaufarbeitung im Norddeutschen Raum und Lagerung der Betriebsabfälle der HTR in Asse diskutiert werden:

- 1.) Auffindung des kürzesten Transportweges, unabhängig vom Verkehrsträger und Absender bzw. Empfänger. Das Optimierungskriterium ist flexibel und kann auch "Sicherster Transportweg" oder "Transport durch möglichst dünn besiedelte Gebiete" lauten. Absender und Empfänger sind beliebig austauschbar, ihre Anzahl ist variabel.
- 2.) Erstellung von Netzkarten und Auslastungen der Wegstrecken durch Transporte radioaktiven Materials.
- 3.) Tabellarische Darstellung pro Streckenabschnitt, z.B. Bonn - Köln, über Art, Menge, Zustand der hier durchgeführten Transporte.
- 4.) Ermittlung der für das gesamte Bundesgebiet geleisteten Tonnenkilometer, der durchschnittlichen Weglänge und der beförderten Transportmenge als Funktion der installierten Reaktorleistung.

#### Methodenbank für Standortaussagen

Die Methodenbank ist ein übergeordnetes Steuer- und Auswertesystem mit der bereits vorgestellten Datenbank und ihrer Organisation als Basis. Mit ihr können regionale Aussagen rund um

aktuelle Standorte gemacht werden. Dabei werden Bevölkerungsanalysen, wie in Abschnitt 4.2 gezeigt wird, der näheren Umgebung durchgeführt, Energieverbräuche angerechnet und Entfernungen zu bestehenden Infrastruktureinrichtungen minimiert.

Die Methodenbank ist nach dem Baukastenprinzip aufgebaut, wobei die Einzelabschnitte zu sogenannten Programmeinheiten (PE) zusammengefaßt sind. Die Kombination der PE richtet sich nach einer vorgegebenen Aufgabenstellung, die in Richtung

- Infrastruktur
- Umweltbelastung
- Standortbewertungsmodelle

ausgelegt sein kann, wobei das Untersuchungsobjekt z.B. ein Chemiekonzern, ein Kernkraftwerk oder eine Raffinerie sein kann.

Jede Programmeinheit ist in sich logisch aufgebaut und arbeitet durch Eingabe- und Ausgabeparameter in ständiger Korrespondenz mit anderen PE einen gezielten Problembereich ab. Die Programmeinheiten sind in den Programmiersprachen FORTRAN IV und PL/I geschrieben und bestehen aus den Feldvereinbarungen, der Definition von Variablen, den Kommentarkarten und den Ausführungsbefehlen. Die Kommentarkarten bilden ein Leitsystem für den externen Benutzer, der somit entsprechend seiner Fragestellung die Programmeinheiten beliebig zusammenstellen kann.

### 3.2 Festlegung der Steuergrößen

In diesem Abschnitt werden nur die von den verschiedenen Programmen benötigten technischen und betriebswirtschaftlichen Eingabegrößen vorgestellt, die ein Parameterspiel zulassen, da sie zum Teil als freie Variable programmiert sind. Diese Steuergrößen lassen sich in zwei Gruppen einteilen:

- technische Koeffizienten, die nach heutiger Sicht nicht variiert werden könne, so z.B. Kapazitätsrestriktionen von Energieübertragungssystemen, Wirkungsgrade und Materialkonstanten; sie sind an entsprechender Stelle als Datensätze im Programm fest verankert,
- physikalische Freiheitsgrade und kaufmännische Prämissen, die variabel dem Programmsystem so mitgeteilt werden können, daß eine Parameterstudie die Toleranzbreite der Endergebnisse zeigen kann.

Zu den physikalischen Veränderlichen gehören u.a. die Be- und Entladechargen des HTR bei unterschiedlichen Betriebsweisen, z.B. als Normalkonverter und als Hochkonverter; zu den kaufmännischen Prämissen gehören alle finanztechnischen und kern-technischen Einflußgrößen, die in die absoluten und spezifischen Kosten eingehen. Auch hier soll die Toleranzbreite der Brennstoffkreislaufkosten als Funktion aller Steuer- und Zinssätze den Übergang von Selbstkosten, z.B. für den Brennelementhersteller zu Preise, z.B. für den Reaktorbetreiber aufzeigen. Somit wird der Einfluß der kommerziellen Randbedingungen auf die Endpreise klar herausgestellt.

### 3.2.1. Reaktorphysikalische Parameter

Alle Kostengleichungen des äußeren Brennstoffkreislaufs wurden in /2.1.-1/ für das 1160 MW<sub>e</sub> Gulf-HTR-Konzept mit Blockbrennelementen aufgestellt. Die Be- und Entladechargen sind in Tab. 3.2.1./1 aufgezeigt. Für einen mit Kugelbrennelementen beschickten HTR wurde für gleiche Coreleistung aus den Fallbeispielen nach /3.2.1.-1/ unter Beachtung der mittleren Leistung, der Conversionsrate und des mittleren Abbrandes die Referenz-tabelle 3.2.1./2 erstellt. Sie enthält in etwa zu der Tabelle 3.2.1./1 vergleichbare Daten, die eine Transformation aller in /2.1.-1/ aufgestellten Kostengleichungen erlauben. Zwei Transformationen mußten dabei vorgenommen werden:

- alle Kostenkurven des Gulf-Konzeptes wurden unter Beachtung neuer Restriktionen wie z.B. Flugzeugabsturzphilosophie und unter Einkalkulation der aufgetretenen Verteuerungen der Barnwell-Anlage auf Kostenbasis Juli 1975 neu erstellt. Wie Abschnitt 2.1.1. zeigt, fand hier eine durchschnittliche Kostensteigerung um den Faktor 3 statt /3.2.1.-2/,

Schwermetallmenge (kg / a)		
	Kreislauf ohne Wiederaufarbeitung	Kreislauf mit Wiederaufarbeitung
<u>Eingang</u>		
Brutpartikeln		
Th - 232	8080	8080
U - 233	----	200
Abbrandpartikeln		
U - 235	<u>670</u>	<u>390</u>
Schwermetall	8750	8670
<u>Ausgang</u>		
Brutpartikeln		
Th - 232	7470	7490
U - 233	199	200
Abbrandpartikeln		
U - 235	40	30
Pu - 239	<u>1,0</u>	<u>0,6</u>
Schwermetall	7701,0	7720,6
Anzahl BE pro Jahr		
Graphit	986	94.656

Tab. 3.2.1./1 :

Schwermetall-Stoffbilanz eines 1160 MW<sub>e</sub> HTR mit Block-BE im Gleichgewicht (Lastfaktor 0,8) nach Angaben des Gulf-General-Atomic /2.1.-1/.

Schwermetallmenge ( kg / a )		
	Kreislauf ohne Wiederaufarbeitung	Kreislauf mit Wiederaufarbeitung
<u>Eingang</u>		
Brutpartikeln		
Th - 232	7.951,3	8.751,0
U - 233	-----	201,5
Abbrandpartikeln		
U - 235	<u>616,0</u>	<u>362,1</u>
Schwermetall	8.567,3	9.314,6
<u>Ausgang</u>		
Brutpartikeln		
Th - 232	7.423,4	8.106,8
U - 233	170,0	201,5
Abbrandpartikeln		
U - 235	35,6	42,6
Pu - 239	<u>1,0</u>	<u>0,24</u>
Schwermetall	7.630,0	8.351,2
Anzahl BE pro Jahr 567.000		
Graphit	0,192 kg / Kugel	108.864

Tab. 3.2.1./2 :

Schwermetall-Stoffbilanz eines 1160 MW<sub>e</sub> HTR mit Kugel-BE  
im Gleichgewicht (Lastfaktor 0,8) nach /3.2.1.-1/.



- analog der unterschiedlichen Massenströme der Tab. 3.2.1./1 und 3.2.1./2 werden die Kosten getrennt nach graphit- und metallabhängigen Kosten in den einzelnen Verfahrensschritten des äußeren Kreislaufs simuliert, d.h., daß die Anlagen-, fixen und variablen Kosten immer entsprechend des aktuellen Durchsatzes festgestellt werden.

		H T R - 1160 MWe	
		Block	Kugel
Mittlere Leistungsdichte	MW/m <sup>3</sup>	8	5
Mittleres Moderationsverhältnis	Nc/N <sub>SM</sub>		220
Mittlerer Abbrand	MWd/t	110000	94000
Mittlere Standzeit (Vollast d)		1168	1666
Lastfaktor		0,8	0,8
Coreinventar	kg SM	34680	49635

Tab. 3.2.1./3 :

Standard-Werte der HTR-1160 MWe Block-Kugelkonzepte als Transformationsbasis der Brennstoffkreislaufkosten.

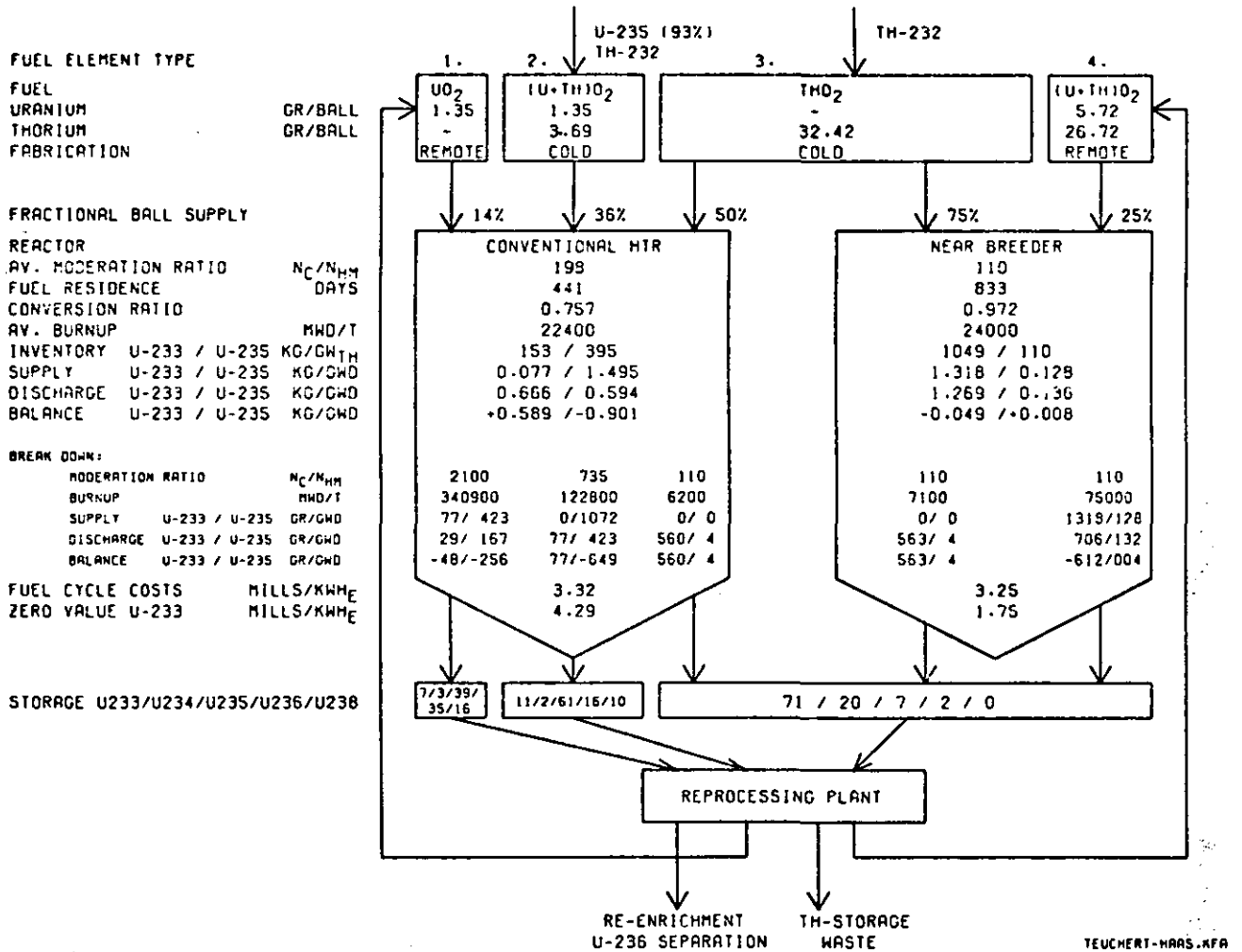
Da die beschreibenden reaktorphysikalischen Parameter, wie Tab. 3.2.1./3 zeigt, ungefähr gleich sind, treten keine Verstöße gegen Kritikalitätsrestriktionen auf. Unterschiedliche Füllfaktoren, die durch die Block-Kugel-Geometrie bedingt sind, werden ebenfalls berücksichtigt. Sofern das Partikelkonzept und die Brennelementstrategie /3.2.1.-3/ Materialströme in ihrer Bandbreite beeinflussen, wurde nach dem Kostenverursacherprinzip auch dieser Effekt abgeschätzt und berücksichtigt. Der Übergang vom Normalkonverterbetrieb zum Hochkonverterbetrieb bewirkt Änderungen in den Materialflüssen, die einen eigenen Transformationsvektor verlangen. Nach /3.2.1.-4/ werden folgende Annahmen für den HTR-Hochkonverter im Gleichgewicht getroffen:

- 1.) Nach der Einbrennphase können von 11 HTR 10 Reaktoren als Hochkonverter gefahren werden, während ein Reaktor weiterhin mit frischem U - 235 (93 %) beschickt als Normalkonverter den Zusatzbedarf an U - 233 für die Hochkonverter liefert.
- 2.) Zur Ermittlung der ungefähren Brennstoffkreislaufkosten - wie Abschnitt 4. zeigt, wird diese HTR-Strategie im Jahre 2010 zum Tragen kommen - müssen hier bei der Steuerung der Schwermetалldurchflüsse des äußeren Kreislaufs für die Extraktionsstufe wie für die Fabrikationsstufe entsprechend der prozentualen Aufteilung der Tab. 3.2.1./4 die Abschirmungen berücksichtigt werden.
- 3.) Insgesamt sind zwar die Schwermetалldurchsätze des äußeren Kreislaufs im Hochkonverterbetrieb höher, doch wirkt sich das niedrigere Moderationsverhältnis auf die durch das Graphit verursachten Kosten bei den Verfahrensschritten:
  - BE - Transport
  - BE - Zwischenlagerung und
  - Head - End - Zellekostenverringend gegenüber den Kreislaufkosten des Normalkonverters aus, so daß trotz des um den Faktor 4 niedrigeren Abbrandes die Kosten, wie Abschnitt 4.1.2. zeigt, unterproportional steigen.

Insgesamt werden also sowohl für die Erstcoreladung wie für die jährlichen Be- und Entladechargen zur Erfassung der äußeren Brennstoffkreislaufkosten in Abschnitt 4 von 3 Varianten des HTR - Kugelhaufenreaktors ausgegangen:

- 1.) Dem Normalkonverter mit einem konventionellen Abbrand von etwa 110 000 MWd/t, siehe Tab. 3.2.1./2 und Tab. 3.2.1./3, wie er dem Gulf-Konzept gegenübergestellt werden kann;
- 2.) Dem Normalkonverter mit niedrigerem Abbrand von ungefähr 30 000 MWd/t und einer konstanten Zufuhr von frischem U - 235 als Lieferant für U - 233;
- 3.) Dem Hochkonverter, der nur bei geschlossenem Kreislauf und aufgearbeitetem U - 233 seinen Betrieb aufnehmen kann.

Somit bilden Typ 2 und 3 eine Reaktorsymbiose, deren Kreislaufkosten im Gleichgewicht in Abschnitt 4.1.2. ermittelt und den Kreislaufkosten des Standard-HTR Typ 1 gegenübergestellt werden.



Tab. 3.2.1./4:

Schwermetall-Stoffbilanz des kombinierten Systems  
"Normalkonverter - Hochkonverter" /3.2.1.-4/.

### 3.2.2 Kaufmännische Randbedingungen

Die folgenden Randbedingungen liegen den bis jetzt errechneten Brennstoffkreislaufkosten zugrunde, wobei für die Investitionsrechnung die DCF-Methode angewendet wurde. Im einzelnen gilt:

- Preisstand per 1.1.1976
- die Inflationsrate wurde mitberücksichtigt
- Dollarparität 2.83 entsprechend dem Stand langfristiger Devisengeschäfte
- als Bauzeit für die Einzelanlagen wurden folgende Annahmen getroffen:

Großanlage	5 Jahre
Zwischenlager 1. Einheit	4 Jahre
alle weiteren Einheiten	3 Jahre
Aschelager	3 Jahre
U-233-Lager	2 Jahre

- es wurde unterstellt, daß sich die Investitionen über die angegebene Bauzeit wie folgt verteilen:

<u>Bauzeit</u> <u>dimensionslos</u>	<u>Bruchteil der Gesamtsumme</u> <u>investiert</u>
0,2	0,05
0,4	0,15
0,6	0,65
0,8	0,95
1,0	1,00

- die Großanlage hat eine Anfahrphase von 2 Jahren nach Betriebsbeginn. In dieser Zeit kann sie

im 1. Jahr bis zu 50 %  
im 2. Jahr bis zu 75 %

ihrer normalen Kapazität nutzen

- das betriebsnotwendige Umlaufvermögen in der Großanlage wurde mit ca. 10 % der jährlichen Betriebskosten angenommen
- F+E Kosten sowie Lizenzgebühren wurden nicht berücksichtigt
- für die Berechnung der Uranzinsen wurde das Uran 235 entsprechend den Wiederaufarbeitungskosten pönalisiert
- die Durchlaufzeit des Urans durch den gesamten äußeren Kreislauf wurde mit 1 Jahr angenommen
- die Kosten für die Endlagerung des Waste wurden nicht berücksichtigt

- Kosten für Ankauf von Graphit und Thorium wurden erfaßt
- bei der Großanlage wurden folgende Annahmen für die ertragsunabhängigen Steuern getroffen:

Vermögenssteuer	1,0 %
Gewerbekapitalsteuer	0,6 %
Lohnsummensteuer	2,0 %
- die Großanlage und das Zwischenlager wurden steuerlich in 15 Jahren linear abgeschrieben
- Einnahmen aus Veräußerungen von Vermögensteilen (z.B. Grundstücke, Maschinen etc.) am Ende der Nutzungsdauer wurden ebenso wie eventuell notwendig werdende Ausgaben für den Abbruch von Anlagen nicht berücksichtigt.

Alle Anlagenkosten und laufenden fixen und variablen Betriebskosten der Großanlage, des Brennelementlagers sowie alle Transportkosten und Preise der Isotopentrennung werden als normierte Gleichungen eingegeben. Die Abszisse stellt die Auslastung in VE dar, die Ordinate die Kosten in Mio DM/VE, wobei eine Verrechnungseinheit VE die Menge an Schwermetall ist, die ein 1160 MWe Reaktor im Gleichgewichtszustand pro Jahr abgibt. Die grafische Darstellung dieser Kurven enthält Abschnitt 2.1.1.

### 3.3. Simulationsläufe

#### 3.3.1. Kapazität und Einsatzzeitpunkt einer Wiederaufarbeitungsanlage

Zur Erreichung einer langfristigen energiepolitischen Unabhängigkeit ist die Einführung der Kernenergie mit Rückführung des erbrüteten Brennstoffs zum Reaktor eine wesentliche Voraussetzung. Dies gilt insbesondere für den Thoriumzyklus des HTR, bei dem das sehr wertvolle und mit hoher Konversionsrate erzeugte U - 233 40 % des hochangereicherten Uran - 235 ersetzen kann. Betreibt man dann noch den HTR nach einer Einbrennphase in Hochkonverterbetrieb, so würde sich diese Substitutionsrate von Frischuran verfünffachen.

Neben der Lösung bestehender technologischer Probleme setzt die Schließung des Kreislaufs einen finanziellen Aufwand in Milliardenhöhe voraus, der außerdem zu einem ausgewogenen Zeitpunkt investiert werden muß. Die spez. Brennstoffkreislaufkosten können durch eine schlecht ausgelastete große Wiederaufarbeitungsanlage, die zu früh eingesetzt wird, genauso überdimensional belastet werden, wie durch die konstante Lagerung von hoch angereichertem, nicht refabriziertem Uran bei Einsatz einer kleinen Anlage zu einem zuspäten Zeitpunkt. Somit liegt hier eine zweidimensionale Kapazität-Zeitoptimierung vor, die außerdem stark durch die Zubaurate von Reaktoren beeinflusst wird. Am Anfang der folgenden Überlegungen standen daher Annahmen - siehe Abschnitt 4.1. - über den Zubau an HTR. Wegen der Unsicherheiten der Marktprognosen war es notwendig, die Zubauraten als freie Eingangsparameter einzusetzen, um so ihren Einfluß auf die Endergebnisse festzustellen.

Gerade weil die Aufarbeitung hochradioaktiver Kernbrennstoffe außerordentlich kapitalintensiv ist, stellt eine große Anlagenkapazität mit hohem Auslastungsgrad die wichtigste Voraussetzung für marktgerechte Aufarbeitungskosten dar.

Vor Inbetriebnahme einer solchen Anlage wird man die Brennelemente so lange lagern, bis eine hohe Auslastung während der gesamten Betriebsdauer gewährleistet ist. Somit werden die anfallenden Brennelemente zunächst in geeigneten Transportbehältern in ein Lager am Standort der später zu bauenden Großanlage zur Wiederaufarbeitung und Refabrikation gebracht und hier bis zu ihrem Einsatzzeitpunkt  $T$  gelagert. Die Großanlage wird stufenweise auf ihre Sollkapazität  $K$  gefahren. Sie baut während ihrer ersten Betriebsjahre den Lagerbestand ab und verarbeitet zusätzlich den jährlich neu anfallenden Brennelementestrom, wobei das erbrütete  $U - 233$  gewonnen und in Form von refabrizierten Brennelementen zum HTR zurücktransportiert wird. Vom Zeitpunkt  $T_D$  ab ist die Großanlage unterdimensioniert, wie die Abb. 3.3.1./1 schematisch zeigt, d.h., es fallen jährlich mehr Brennelemente an, als die Großanlage verarbeiten kann. Es wird angenommen, daß die überschüssigen Brennelemente am Standort der

nächsten Großanlage gelagert werden.

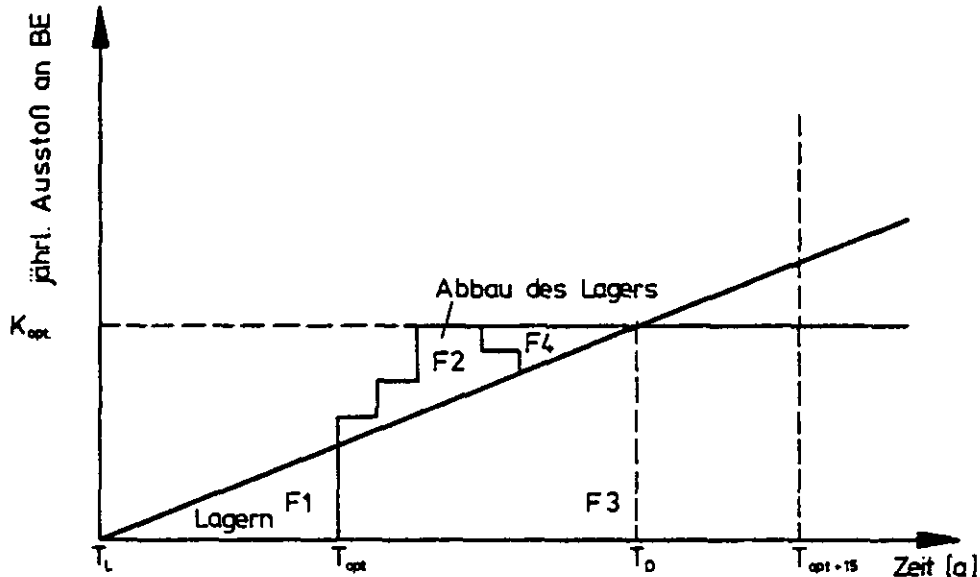


Abb. 3.3.1./1 :

Erläuterung zur Optimierung der Großanlage

$T_{OPT}$  : Optimaler Einsatzzeitpunkt der Großanlage

$K_{OPT}$  : Optimale Kapazität der Großanlage

$T_D$  : Anfang der Unterdimensionierung der Großanlage

Alle Kosten, verursacht durch diesen Brennelementüberschuß, werden dieser nachfolgenden Großanlage angelastet. Gesucht wird die Kombination von  $T_{opt}$  und  $K_{opt}$ , bei der die Summen der spezifischen, d.h., auf den Anlagendurchsatz des Brennstoffkreislaufs bezogenen Kosten ein Minimum haben. Für das so festgestellte Minimum bringt Abschnitt 4. die aufgeschlüsselten Brennstoffkreislaufkosten.

Es sind somit hauptsächlich vier verschiedene Kostenströme zu berücksichtigen:

- Transport, Lagerkosten, Uranzins und Kosten der Großanlage.

Die Flächen F1, F2, F3 und F4 (Abb. 3.3.1/1) sind Maßzahlen des Einflusses dieser Kostenströme auf die gesuchte optimale  $K_{OPT} - T_{OPT}$  - Kombination der zweidimensionalen Optimierung.

- F1 : Maßzahl für Uranzins, Transport- und Lagerkosten bis zum variablen Einsatzzeitpunkt  $T_{OPT}$ .
- F2 : Maßzahl für die gleichen Kostenströme während der Zeitspanne des Lagerabbaus; da die Endkapazität der Großanlage in dieser Phase größer ist als die jährlich neuankommenden Brennelemente, kann durch diese zeitlich begrenzte Überdimensionierung der Großanlage das Brennelementlager abgebaut werden.
- F3 : Maßzahl der spezifischen Großanlagen-Kosten; die Kostendegression der Großanlage bewirkt, daß mit steigender Endkapazität, gleichbedeutend mit einer Vergrößerung der Fläche F3, die spezifischen Großanlagenkosten sinken.
- F4 : Maßzahl für den Auslastungsgrad der Großanlage.

Zur Erreichung möglichst niedriger spezifischer Kosten stellt sich für die gesamte Optimierung ein Gleichgewichtszustand ein, in dem für die Flächen F1 bis F4 folgende Aussagen getroffen werden können:

- 1.) F1 = F2, beide möglichst klein,
- 2.) F3            möglichst groß
- 3.) F4            möglichst klein.

Der so gefundene Gleichgewichtszustand bestimmt die gesuchte  $K_{OPT} - T_{OPT}$  - Kombination, bei der die Summe der vier Kostenströme berechnet bis zum Zeitpunkt  $T_{ENDE}$  und bezogen auf den Durchsatz des äußeren Brennstoffkreislaufs, der gleich der Anzahl der in diesem Zeitraum refabrizierten Brennelemente ist, ein Minimum darstellt. Alle errechneten spezifischen Werte aller Kapazitäts- und Zeitkombinationen werden in einer Matrix zur Auffindung des gesuchten zweidimensionalen Minimums gespeichert.

Die Minimierungsfunktion aus Abschnitt 2.1.2., die diesem Simulationsmodell zugrunde liegt, beinhaltet, daß durch die Anzahl der refabrizierten Brennelemente festgelegt ist, auf wieviel Reaktoren die Brennstoffkreislaufkosten umgelegt werden dürfen. Die gesuchten spezifischen Zykluskosten werden zum einen in Matrizenform zum anderen in dreidimensionale Computerzeichnungen als Funktion der Kapazität K der Großanlage



und ihres Einsatzzeitpunktes T von dem Simulationsmodell erstellt. Diese beiden Darstellungsarten werden für jeden dieses Modell beeinflussenden Kostenstrom getrennt ausgeführt.

Die Frage, ob sich für das gesamte System ein echtes, zweidimensionales Optimum einstellen kann, wird nur durch eine, für jeden Kostenstrom getrennt durchgeführte Konvergenzbetrachtung beantwortet /3.1-1/:

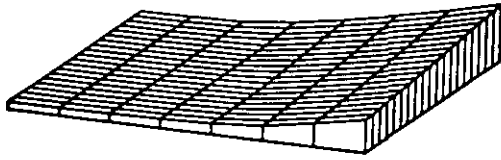
### 1.) Trendanalyse des Uranzins

Der Reaktorbetreiber muß so lange den Spaltstoff abgebrannter Brennelemente ersetzen, als sich das Äquivalent an erbrütetem Spaltstoff noch im äußeren Brennstoffkreislauf befindet. In die Optimierung gehen daher die Kapitalbindungskosten ein, die durch die Verweilzeit im äußeren Brennstoffkreislauf verursacht werden. Man kann sie auch als Zinsen für das zusätzlich eingesetzte Uran - 235 betrachten.

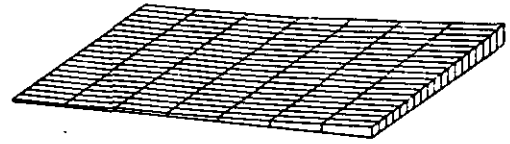
Je größer die Kapazität der Großanlage ist und je früher sie eingesetzt wird, desto kürzer ist die Lagerzeit, und desto geringer sind somit die durch die Verweilzeit des Urans im äußeren Brennstoffkreis hervorgerufenen Kapitalbindungskosten, genannt Uranzins. Dieser Uranzins konvergiert bei der kürzesten Durchlaufzeit, die dem System gegeben wird, nämlich 1 Jahr, zu dem spezifischen Wert von 8% des auf den Reaktor bezogenen Äquivalentbetrages des im Kreislauf sich befindenden Urans. Das Minimum liegt bei großer Kapazität und frühem Einsatzzeitpunkt (Abb. 3.3.1/2).

### 2.) Trendanalyse der Lagerkosten

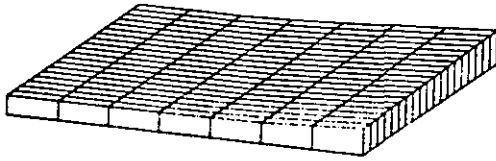
Die Lagerkosten zeigen ein paralleles Verhalten wie der Uranzins, wobei ihr minimalster Wert durch den break-even-point der Großanlage bestimmt wird, d.h., die Großanlage wird dann in Betrieb genommen, wenn die Anzahl der gelagerten Brennelemente eine Mindestauslastung der Großanlage also einen betriebswirtschaftlich sinnvollen Auslastungsgrad garantieren.



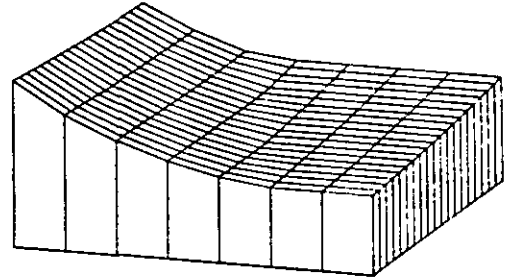
- a) X-Achse=Kapazität der GA  
Y-Achse=Einsatzzeit der GA  
Z-Achse=Uranzins



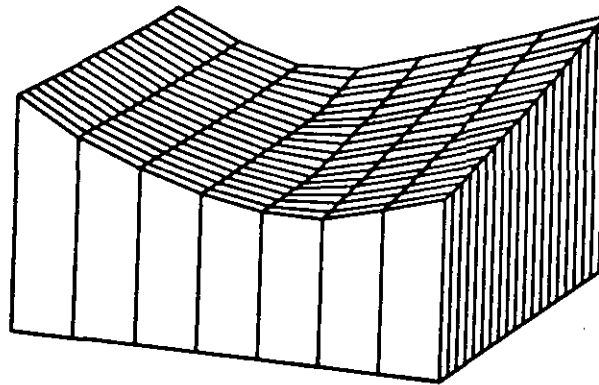
- b) X-Achse=Kapazität der GA  
Y-Achse=Einsatzzeit der GA  
Z-Achse=spez. Lagerkosten



- c) X-Achse=Kapazität der GA  
Y-Achse=Einsatzzeit der GA  
Z-Achse=spez. Transportkosten



- d) X-Achse=Kapazität der GA  
Y-Achse=Einsatzzeit der GA  
Z-Achse=spez. Kosten der Großanlage



- e) X-Achse=Kapazität der GA, Y-Achse=Einsatzzeit, Z-Achse=spez. Gesamtwert

Abb. 3.3.1/2: Trendanalyse der Optimierung im Gleichgewichtsmarkt, Computerzeichnungen der entspr. Matrizen

Im beschriebenen Modell wird diese Mindestauslastung als Prozentsatz der Kapazität der Großanlage festgesetzt. Würde dieser Prozentsatz gleich Null gesetzt, bedeutet das, daß die Großanlage bei Anfall des ersten Brennelementes schon in Betrieb genommen wird, die spezifischen Lagerkosten gehen bei einem frühen Einsatzzeitpunkt und großer Kapazität gegen Null und somit würde ein vollkommen unrealistischer Fall durchgerechnet werden (Abb. 3.3.1./2).

### 3.) Trendanalyse der Transportkosten

Die Transportkosten beinhalten den Transport der abgebrannten Brennelemente vom Reaktor zum Brennelementlager und den Transport der refabrizierten Brennelemente von der Wiederaufarbeitungsanlage zum Reaktor, wobei im Regelfall der Transport ins Brennelementlager 4,0 Mio DM, der Rücktransport, es werden hierzu die gleichen Behälter benutzt, nur 0,15 Mio DM pro Reaktor und Jahr kostet. Wird nun eine kleine Großanlage so spät eingesetzt, daß das Brennelementlager während ihrer gesamten Betriebsphase nicht ganz abgebaut werden kann, muß der hohe Transportkostenanteil der im Lager verweilenden, nicht refabrizierten Brennelemente auf die kleinere Anzahl der refabrizierten Brennelemente umgeschlagen werden, sozusagen als Pönale, verursacht durch eine unterdimensionierte Großanlage. Die spezifischen Transportkosten wachsen also entsprechend mit der Anzahl der im Lager verbleibenden Brennelemente. In allen realistischen Fällen, d.h., Brennelementlagerabbau während der ersten Betriebsjahre der Großanlage, setzen sich die spezifischen Transportkosten aus den beiden fast konstanten Summanden Transport der abgebrannten und Transport der refabrizierten Brennelemente zusammen. Dieser Wert liegt bei genügend großer Kapazität der Großanlage und nicht zu spätem Einsatzzeitpunkt bei ca. 4,15 Mio DM pro 1160 MWe - HTR und Jahr- (Abb. 3.3.1/2).

Zeitpunkt der Inbetriebnahme

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
20.	80.698486	77.826370	76.879074	78.204071	83.235168	89.981827	99.117523	109.200638
21.	80.824478	77.840973	76.741150	76.916992	81.761124	87.990417	96.765518	106.465195
22.	81.060303	77.973831	76.598816	76.541687	80.421738	86.281433	94.600266	103.945923
23.	81.320114	76.091461	76.574875	76.364865	79.435226	84.323105	92.645050	101.596466
24.	81.565552	78.198135	76.544174	76.196640	78.549591	83.485458	90.835144	99.476059
25.	81.908188	78.397217	76.606979	76.134094	77.505997	82.301559	89.342285	97.539597
26.	82.237900	78.585663	76.677277	76.109497	77.228409	81.213531	87.962234	95.737259
27.	82.643254	78.849625	76.345428	76.163025	77.104248	80.393234	86.429611	93.884964
28.	83.047379	79.103729	77.005692	76.210510	76.995529	79.648819	85.289673	92.469986
29.	83.514099	79.419983	77.226852	76.320724	76.991837	79.020370	84.264359	91.179184
30.	83.971481	79.727615	77.440903	76.425125	76.984680	78.785690	83.314011	89.976089
31.	84.436145	80.096990	77.705200	76.580521	77.032893	78.666199	82.460709	88.878021
32.	84.993225	80.438889	77.963135	76.730347	77.077255	78.595993	81.669861	87.853134
33.	85.549332	80.892075	78.299500	76.960346	77.206100	78.580215	81.082657	86.917938
34.	85.099564	81.304993	78.593567	77.147141	77.330643	78.569717	80.856308	86.044510
35.	86.643997	81.755493	78.922729	77.386398	77.491440	78.637955	80.737411	85.248322
36.	87.182983	82.201553	79.247162	77.633743	77.648361	78.703201	80.654236	84.504669
37.	87.716660	82.643188	79.601120	77.910095	77.835205	78.801163	80.624832	83.926605

Tab. 3.3.1/1: Spez. Kosten des äußeren Brennstoffkreislaufs in Mio DM/HTR·a in Abhängigkeit des Zeitpunktes der Inbetriebnahme und der Kapazität der Grossanlage

#### 4.) Trendanalyse der Wiederaufarbeitungs- und Refabrikationskosten

---

Hier beeinflussen der Auslastungsgrad der Großanlage und die Kostendegression wegen der sehr hohen Kapitalintensität der Anlage die spezifischen Kosten:

- bei konstanter Kapazität ist bei zu frühem Einsatzzeitpunkt  $T$  die Großanlage nicht ausgelastet, mit wachsendem  $T$  erreicht die Großanlage ihren maximalen Auslastungsgrad, der spezifische Wert der Großanlage bleibt dann konstant
- für konstanten Einsatzpunkt unterliegt die Entwicklung des spezifischen Wertes so lange der Kostendegression, bis dieser Effekt durch Überdimensionierung der Großanlage kompensiert wird.

Beide Überlegungen bewirken im Zusammenspiel, daß mit späterem Einsatzpunkt die Kompensation der Kostendegression durch die Überdimensionierung bei immer größeren Kapazitäten und folglich immer niedrigeren Kosten geschieht (Abb. 3.3.1./2.).

Das Zusammenwirken dieser vier Kostenströme bewirkt, daß bei Eingabe der pessimistischen Marktprognose für HTR aus Abb.4.1.1./1 die erste Großanlage neun Jahre nach der Inbetriebnahme des ersten 1160 MW<sub>e</sub> HTR-Blockes also etwa im Jahr 2000 bei einer Entsorgungskapazität von 30 GW<sub>e</sub> mit der Wiederaufarbeitung der akkumulierten abgebrannten Brennelemente beginnt.

#### 4. Wirtschaftlichkeitsaussagen über den Nuklearpark

##### 4.1. Standortunabhängige Aussagen

Die volkswirtschaftlichen und die betriebswirtschaftlichen Kriterien zur Behandlung der Fragestellungen "Einzelstandorte für Kernkraftwerke" oder "Kernkraftwerkwerke zum Nuklearpark integriert" können aufgeteilt werden in standortabhängige und in standortunabhängige Faktoren. Da die Materialkosten, Personalkosten und Kosten für Roh- und Hilfsstoffe in etwa im ganzen Bundesgebiet als gleich hoch anzusetzen sind, können die Dienstleistungskosten zur nuklearen Entsorgung von Reaktoren, sowie die Metallkosten als standortunabhängig bezeichnet werden. Dagegen bewirken die Transportkosten eine starke regionale Bindung; zum einen sollen die Energietransportkosten durch möglichst verbrauchernahe Standorte minimiert werden, zum anderen sollen aus kosten- und sicherheitstechnischen Gründen die Nukleartransporte ebenfalls reduziert werden. Hier wäre am günstigsten, alle Reaktoren mit ihrer nuklearen Entsorgung zu einer Anlage zusammenzuziehen. Diese integrierte Anlage als Nuklearpark in einem Gebiet dünnster Besiedlung hätte außerdem einen sehr umweltschonenden Aspekt.

In den folgenden Abschnitten werden daher die Aussagen in standortabhängige und standortunabhängige aufgeteilt. Nochmals sei hier betont, daß alle genannten Standorte sowohl für die Wiederaufarbeitungsanlage wie für die Kernkraftwerke als Arbeitshypothesen zu bewerten sind, die keiner später zu treffenden Standortfindung vorgreifen sollen. Die angenommenen Standorte sollen nur eine zukünftige Situation in etwa simulieren, um z.B. Entfernungseinflüsse quantifizieren zu können.

Der Abschnitt 4. soll auf die gesamtwirtschaftlich aufgeworfenen Problemstellungen rund um den Nuklearpark eingehen, wobei nur die Fragen näher diskutiert werden, die entsprechend der Problemmatrix in Tab. 4.1./1 einen Einfluß auf die Entscheidungsfindung nach Abschnitt 2. haben.

Einfluß auf Frage- stellung:	Uran- be- darf	K o s t e n			Sicherheit und Umwelt
		Ent- sorg.	Transporte		
			Energie	Nuklear	
KKW-Standorte: - zentral - dezentral	nein	nein	ja	ja	ja
HTR-Strategie: - Normalkonverter - Hochkonverter	ja	ja	nein	ja	nein

Tab. 4.1./1:

Problemmatrix der gesamtwirtschaftlichen Aussagen zum Nuklear-  
park.

#### 4.1.1. Uranbedarf bei unterschiedlichem HTR - Konzept

Beobachtet man den Weltmarkt für Uran, so stellt man hier in  
letzter Zeit die Tendenzwende fest, daß aus dem Markt für Käufer  
ein Markt der Verkäufer geworden ist /4.1.1.-1/. Zwei Kriterien  
tragen diese Entwicklung:

- 1.) Die Uranpreisbildung der 50er Jahre wurde von der  
Seite der Nachfrager durch eine sich nur zögernd  
durchsetzende Kernenergie, von der Seite der An-  
bieter durch ein Prospektionsboom und durch Frei-  
gabe von Uranvorräten aus militärischen Reserven  
bestimmt.
- 2.) Das Energiebewußtsein der Lieferländer Kanada, Aus-  
tralien und Südafrika hat sich verständlicherweise  
in letzter Zeit geändert. Es besteht hier neben dem  
Bedürfnis mit den Vorräten zu haushalten das Ziel,  
langfristig mittels eigenen Urananreicherungsan-  
lagen an dieser neuen Technologie zu partizipieren.  
Was bietet sich mehr an, als über eine gedrosselte  
Prospektion und somit mittels künstlich gesteiger-  
ter Nachfrage zu einem Uranerzpreis zu kommen, der  
auch diesen Ländern die Einführung einer Nuklear-  
industrie wirtschaftlich ermöglicht.

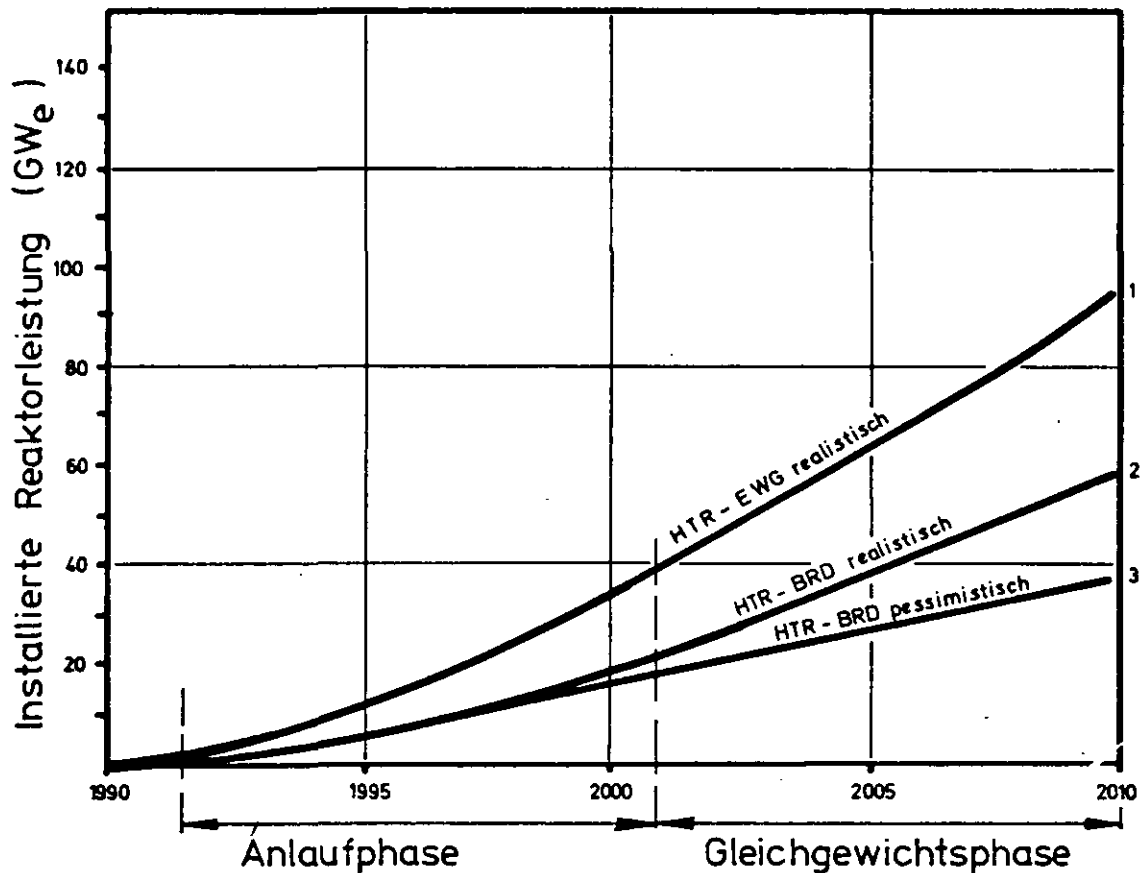


Abb. 4.1.1/1 Angenommene Marktprognosen für den HTR

Geht man weiterhin davon aus, daß der Bedarf an Natururan bis 1980 in der Bundesrepublik auf 20.000 t gestiegen ist und die weitere jährliche Zuwachsrate 1000 t beträgt, so ist zu fragen, inwieweit bei Substitution des Öls durch Kernenergie unter Beibehaltung heutiger Reaktorkonzepte die Bundesrepublik energiepolitisch autark wird.

Somit verlangen die Uranpreisentwicklung und der steigende eigene Bedarf an Frischuran eine Reaktorstrategie, die die Natururanreserven schont; dieses Ziel kann durch Rückführung des noch nicht abgebrannten U - 235 und des aus Thorium erbrüteten U - 233 zum Teil erreicht werden. Wie Abb. 4.1.1./2 zeigt, befinden sich zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Wiederaufarbeitungsanlage etwa 240 t SM im Brennelementzwischenlager. Diese Menge setzt sich entsprechend der angenommenen Zubaurate für HTR aus 32 Entladechargen zusammen und enthält ungefähr 6600 kg Uran. Durch Abbau dieses Bestandes verringert



F1: Akkumuliertes SM

F2: Rezykliertes SM/a

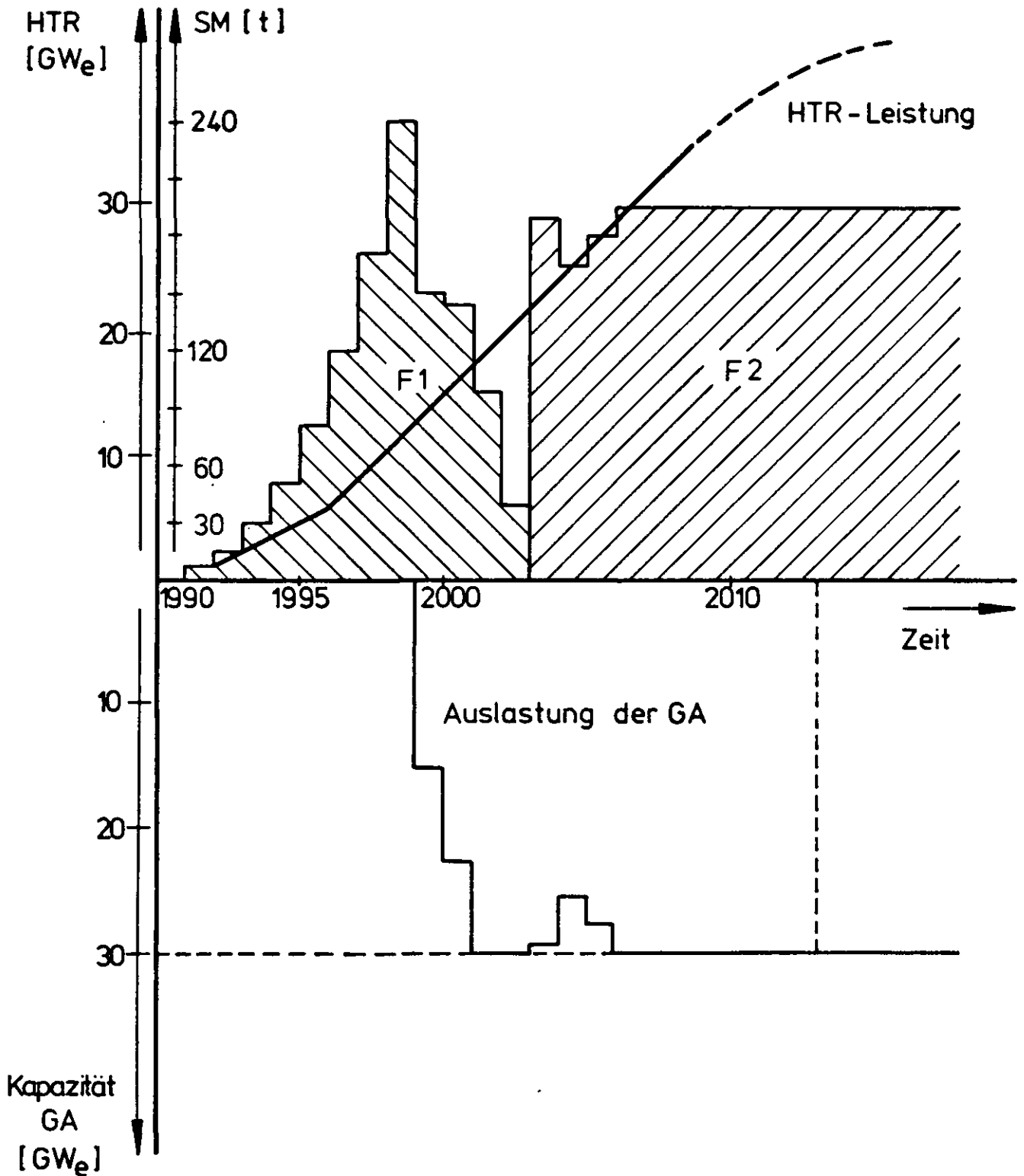


Abb. 4.11/2 Abbau des akkumulierten SM bei optimaler Schließung des Brennelementkreislaufs

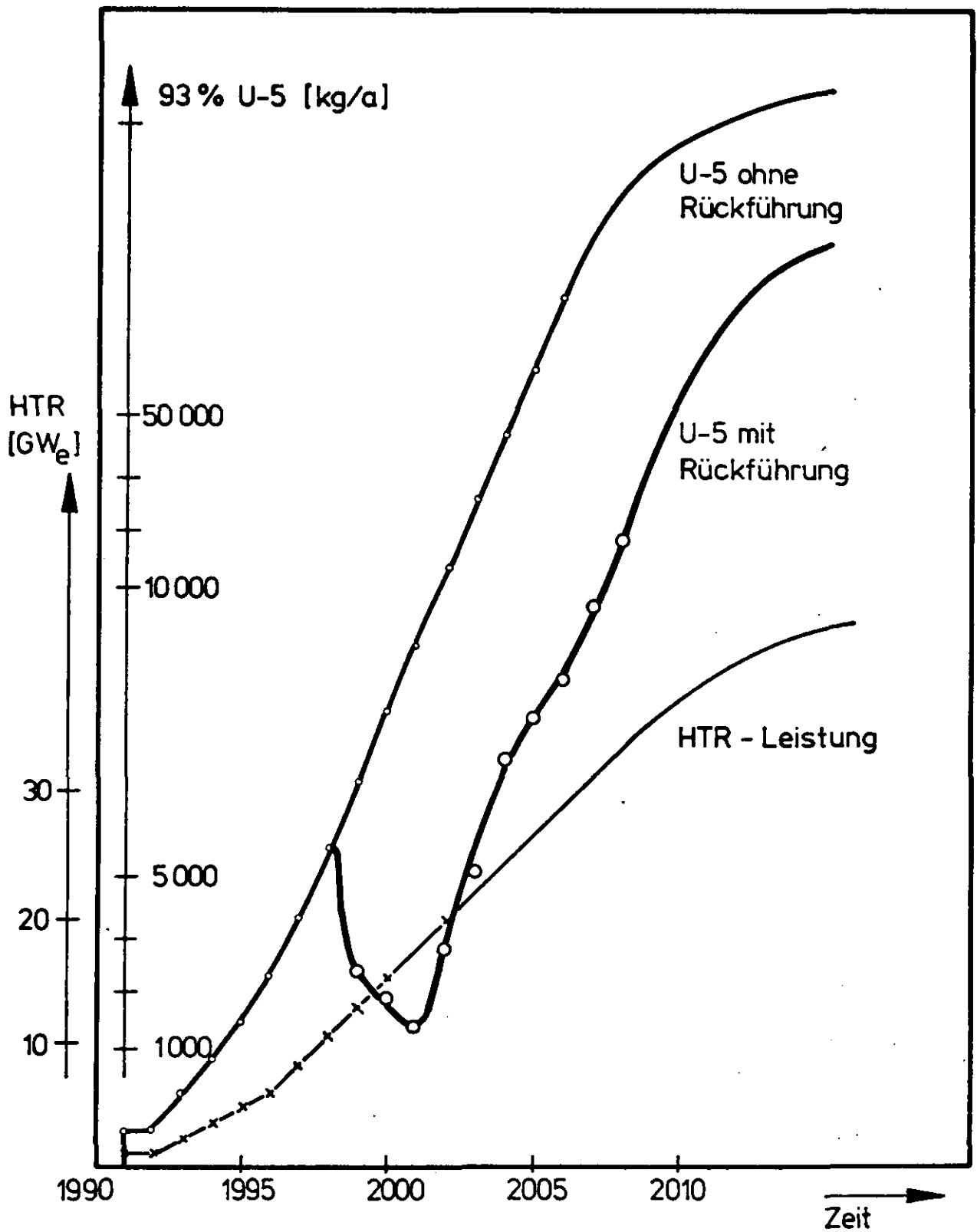


Abb. 4.11/3 Frischkauf von U-5 (93%) für die Nachladechargen mit und ohne Uranrückführung zu Fallbeispiel aus Abb. 4.11/2

sich im langfristigen Mittel der jährliche Frischkauf an U-235 um etwa 40 %, wie die Differenz der beiden Urankurven - mit und ohne Rückführung - in Abb. 4.1.1/3 erkennen läßt. Die genauen Zahlenwerte wurden von dem in Abschnitt 3 beschriebenen Computerprogramm ermittelt /2.3-1/.

Langfristig läßt sich der Ankauf von Frischuran durch den HTR im Hochkonverterbetrieb ganz erheblich senken. Wie in Abschnitt 3.2.1 beschrieben, können nach einer Einbrennphase von 11 HTR 10 Reaktoren als Hochkonverter gefahren werden. Im Gegensatz zu früheren Studien /2.1-1/ wird hier davon ausgegangen, daß die Markteinführung des HTR als Normalkonverter nicht kurz - fristig in Konkurrenz zum LWR geschieht, sondern daß erst ab 1990 mit den ersten HTR-Blöcken großer Leistung gerechnet werden kann. Die HTR-Strategie geht davon aus, daß der Hochkonverter die erste Hälfte des kommenden Jahrhunderts den Energiemarkt abdeckt und in diesem Zeitraum eventuell den schnellen Brüter ersetzen kann. Somit ergibt sich für diese Arbeit die Notwendigkeit, auch die Kosten des äußeren Brennstoffkreislaufs für den Planungshorizont bis zum Jahre 2020 abzuschätzen.

Entsprechend der Abb. 4.1.1/4 kann man den Betrachtungszeitraum der Einführung des Konverter-Hochkonverter-Konzeptes in 3 Phasen aufteilen:

#### Zeitphase I

- Markteinführung der HTR als Normalkonverter;
- Schließung des Kreislaufs mit der 1. Großanlage von 30 GWe;
- Kauf von U-235 zu einer Zeit mit relativ niedrigen Uranerzpreisen;
- Erste Substitution von U-235 Frischkauf durch aufgearbeitetes U-233 und U-235

#### Zeitphase II

- Einbrennphase zum großtechnischen Einsatz des HTR als Hochkonverter
- Ausreifung der Brennstoffkreislauftechnologie

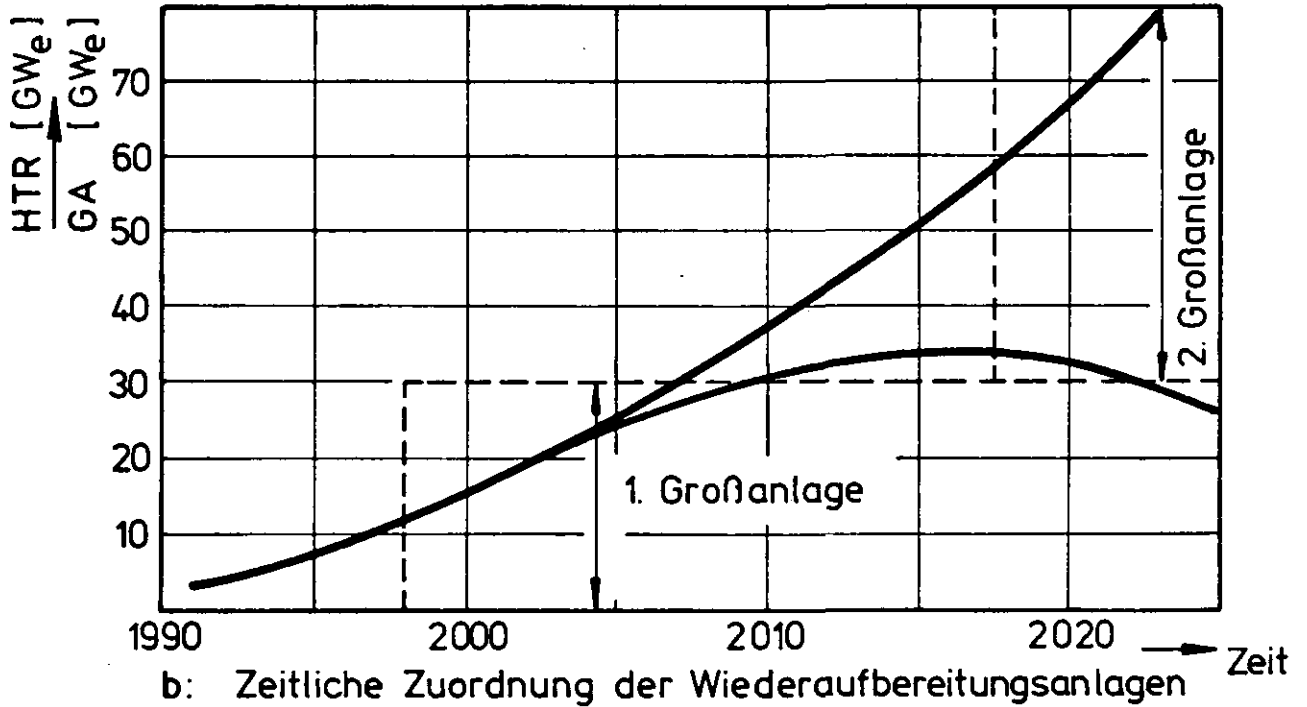
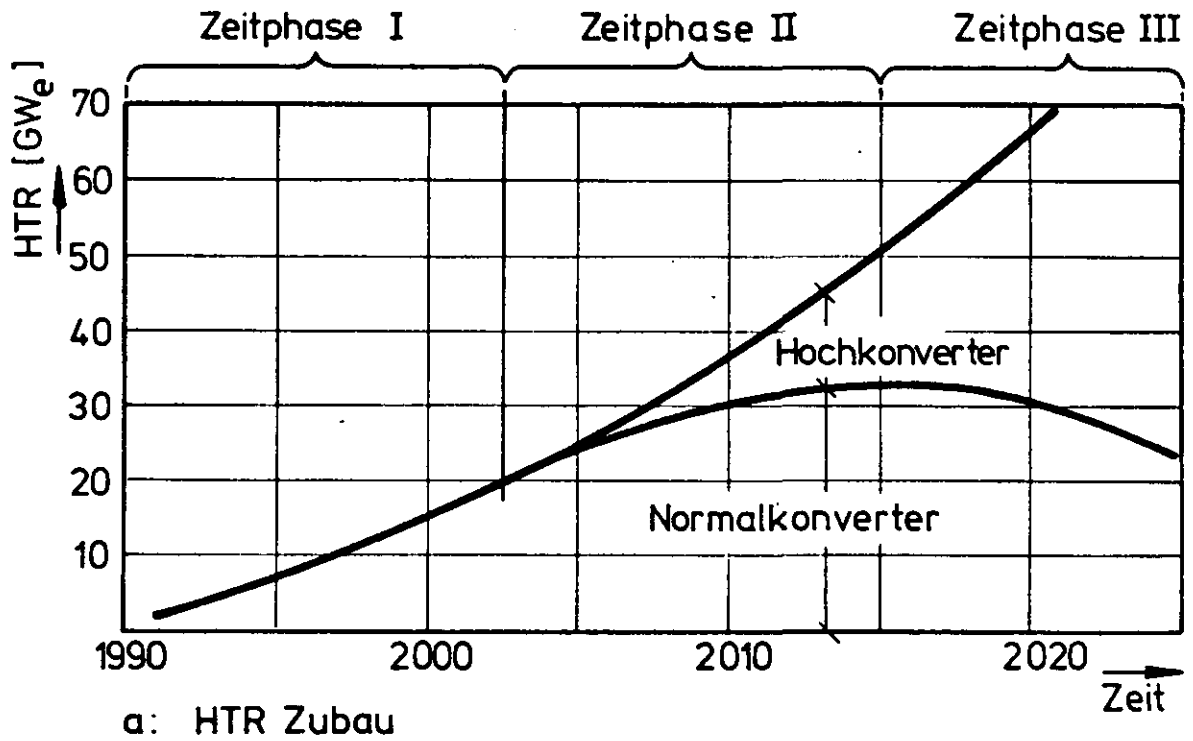


Abb. 4.1.1/4: Einsatzstrategie des kombinierten HTR - Systems mit Schließung des Brennstoffkreislaufs

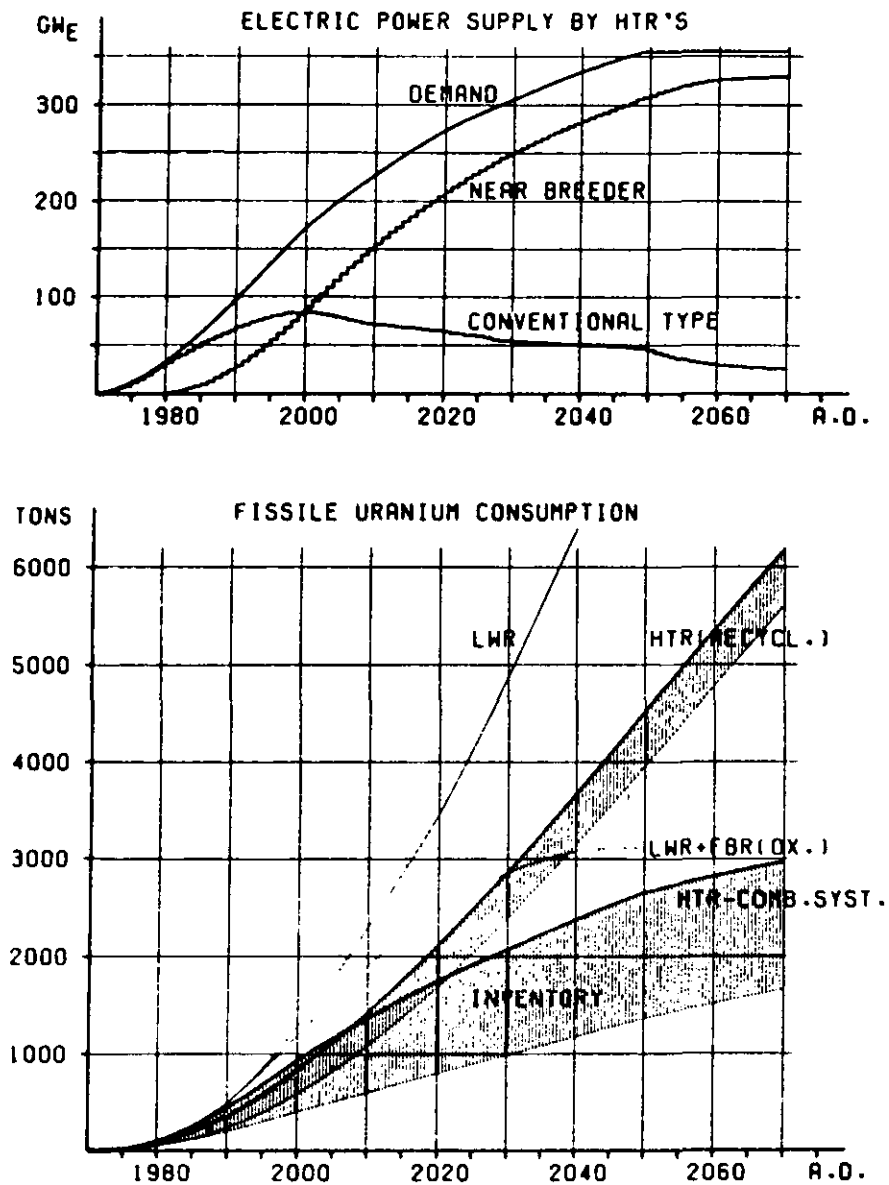


Abb. 4.1.1/5: Power supply and uranium consumption of the combined HTR system /3.2.1-4/

- Kommerzieller Einsatz der Gaszentrifugen;
- Alphastrahlerminimierung /4.1.1-2/;
- Kauf von U-235 nur für die 1. Corebeschickung neu in Betrieb genommener HTR im Normalkonverterbetrieb;
- Bereitstellung großer U-233 Mengen für Hochkonverter.

### Zeitphase III

- Ungefähr 50-100 GWe HTR-Leistung sind installiert;
- Auf 10 Hochkonverter kommt 1 Normalkonverter;
- Bau einer 2. Wiederaufarbeitungsanlage von 50 GWe
- Durch Kopplung von Wiederaufarbeitungsschritten mit Gaszentrifugen Abtrennung der Isotope ab U-236;
- Der Bedarf an U-235 sinkt auf 50 % des Bedarfs bei HTR-Normalkonverter mit Rückführung (siehe Abb. 4.1.1/5).

Entsprechend dieser Strategie werden in den folgenden Abschnitten die Brennstoffkreislaufkosten für eine 30 GWe Wiederaufarbeitungsanlage zur Entsorgung von HTR im Normalkonverterbetrieb und die Kosten einer 50 GWe Anlage für Hochkonverter abgeschätzt.

### 4.1.2 Optimale Betriebskosten des nuklearen Entsorgungsparkes

Die in Abschnitt 2.1.1 vorgestellten Kostenkurven wurden bei Einhaltung der kaufmännischen Randbedingungen zur Optimierung der Brennstoffkreislaufkosten eines Systems von 1160 MWe HTR im Normalkonverterbetrieb mit kugelförmigen Brennelementen zugrunde gelegt. Die jährliche Be- und Entladecharge für den Betrieb bei offenem und geschlossenem Kreislauf, wie sie in den reaktorphysikalischen Parametern zusammengestellt sind, wurden dem Kreislaufprogramm als Eingabeparameter übermittelt, ebenso die in Abb. 4.1.1/1 gezeigte Zubaurate für HTR. Der Einfluß dieser Zubaurate auf die optimale Kapazität und den günstigsten Einsatzzeitpunkt wurde in /2.1-1/ untersucht. Als Trend kann gesagt werden, daß mit steiler werdenden Zubau-

rate die Wiederaufarbeitungsanlage bei großer Kapazität früher in Betrieb genommen wird und somit die spezifischen Brennstoffkreislaufkosten fallen.

Als Simulationslauf zur Bestimmung des zweidimensionalen Optimums von Einsatzzeitpunkt und Kapazität der Wiederaufarbeitungsanlage in Abschnitt 3.3.1. wurde die modifizierte, pessimistische Zubaurate für HTR /2.1.-1/ als realistisch angenommen und in Abb. 4.1.1./1 nochmals dargestellt.

Als Resultat ergab diese Optimierung in Abschnitt 3.3. eine Kapazität der Großanlage von 225 jato Schwermetalldurchsatz, die 26 Reaktoren mit etwa 30 GWe entsorgen kann. Diese Anlage sollte bei Zugrundelegung der pessimistischen Marktprognose - Kurve 3 aus Abb. 4.1.1./1 - 9 Jahre nach der Inbetriebnahme des ersten HTR - 1160, nach der Zeitrechnung dieser Modellrechnung etwa im Jahre 2000, ihren Betrieb aufnehmen. Diese Anlage soll entsprechend den Prämissen dieser Arbeit in Norddeutschland, ungefähr 500 km entfernt von den Verbraucherschwerpunkten am Ort einer Salzlagerstätte stehen. Weiterhin wird in den folgenden Abschnitten entsprechend des Zeitplans zur Einführung des HTR im Hochkonverterbetrieb eine zweite zu bauende Wiederaufarbeitung zu seiner Entsorgung schematisch durchkalkuliert. Diese zweite Anlage soll zum einen die erste, die bis zu diesem Zeitpunkt technisch abgeschrieben ist, ersetzen und zum anderen kapazitätsmäßig an den neuen HTR-Betriebszustand angepaßt werden.

#### 4.1.2.1 Investitionssummen und laufende Kreislaufkosten beim HTR im Normalkonverterbetrieb

Die hier diskutierten absoluten und spezifischen Beträge beziehen sich auf die Ergebnisse der Entscheidungsmatrix in Tab. 3.3.1./1 und Abb. 3.3.1./2, die für mehrere Kombinationen von Kapazitäten und Einsatzzeitpunkten den kleinsten spezifischen Wert aller äußeren Brennstoffkreislaufkosten geben. Die Rezyklierung der in Abschnitt 4.1 dargestellten jährlich anfallenden abgebrannten Brennelemente - siehe Tab. 4.1.2.1/1 -

ABSOLUTE AUSGABENREIHE  
KAPAZITÄT = 26.

INSENSITZ = 9

Periode/a	Frischuran ohne Erstcoore	Zwischen- lager	HE	Extraktion	Refabr.	Frischkauf Thorium-Graphit
1	67.03998	52.35892	0.0	0.0	0.0	0.0
2	67.03998	2.41786	0.0	0.0	0.0	0.0
3	134.07996	2.53571	0.0	0.0	0.0	0.0
4	201.11993	2.71250	0.0	0.0	0.0	0.0
5	268.15991	40.91556	0.0	0.0	0.0	0.0
6	335.19971	5.28628	0.0	0.0	0.0	0.0
7	469.27979	43.72192	0.0	0.0	0.0	0.0
8	603.35962	8.43485	0.0	0.0	0.0	0.0
9	331.75977	47.21524	372.45801	478.23120	580.87695	27.11856
10	497.63989	11.21525	57.86452	59.03754	61.61627	40.67786
11	663.51978	10.92912	59.75114	61.07533	65.13953	54.23714
12	663.51978	10.27512	59.75114	61.07533	65.13953	54.23714
13	650.75977	9.78462	59.60602	60.91858	64.86850	53.19412
14	561.43970	9.49850	58.59013	59.82130	62.97136	45.89297
15	612.47974	9.66200	59.17064	60.44832	64.05545	50.06505
16	663.51978	9.82550	59.75114	61.07533	65.13953	54.23714
17	663.51978	9.82550	59.75114	61.07533	65.13953	54.23714
18	663.51978	9.82550	59.75114	61.07533	65.13953	54.23714
19	663.51978	9.82550	59.75114	61.07533	65.13953	54.23714
20	663.51978	9.82550	59.75114	61.07533	65.13953	54.23714
21	663.51978	9.82550	59.75114	61.07533	65.13953	54.23714
22	663.51978	9.82550	59.75114	61.07533	65.13953	54.23714
23	663.51978	9.82550	59.75114	61.07533	65.13953	54.23714

Tab. 4.1.2.1/1: Anlagesummen, variable und fixe Kosten der Großanlage Jülich in Mio DM  
Im 9. Jahr Schließung des äußeren Kreislaufes



verursachten Ausgabenreihen, die entsprechend den Verfahrensschritten des äußeren Kreislaufs in der Tabelle 4.1.2.1/4 wiedergegeben werden. Der Planungshorizont, d.h. die Zeitachse beginnt nicht mit dem Zeitzentrum 1.1.1976, auf das die absoluten Werte als Barwerte abdiskontiert werden, sondern mit dem Anfall der ersten Entladecharge, also mit dem Jahr 1991.

In den ersten 9 Abrechnungsperioden nach Anfall der ersten, abgebrannten HTR-Brennelementen fallen an Dienstleistungen der Transport und die Brennelementzwischenlagerung an. Der blockweise Zubau des Brennelementlagers am Ort des Nuklearen Entsorgungsparkes als Funktion der nachgefragten, aktuellen Lagerkapazität zeigt Tab. 4.1.2.1/1 in Spalte 2; die aufdiskontierten Bausummen als Investitionssumme für den 1. Block in Höhe von 52 Mio DM ist in der ersten Abrechnungsperiode abgespeichert, in der 5., 7. und 9. Periode folgen weitere Blöcke. Alle Investitionssummen, also für die Head-End-Zelle, die Extraktionsstufe usw. sind als Summe der über die Bauzeit aufdiskontierten Ausgabenströme am Tage der Inbetriebnahme zeitlich fixiert und abgespeichert worden.

Die unterschiedliche Länge der Bauzeit mit ihrem zeitlichen Anfall der Baukosten werden entsprechend den kaufmännischen Randbedingungen -siehe Abschnitt 3.2.2- von dem Simulationsmodell für alle baulichen Anlagen getrennt berücksichtigt. Die gesamten jährlichen fixen und variablen Kosten des nuklearen Entsorgungsparkes sind in Tab. 4.1.2.1/2 und 4.1.2.1/3 so zusammengestellt, wie sei von dem Kreislaufprogramm ermittelt werden. Die Summe ihrer Barwerte der gesamten technischen Nutzungszeit von 15 Jahren einschließlich des Barwertes der Investitionssummen sind in Tab. 4.1.2.1/4 ab Spalte 2 als spezifische Brennstoffkreislaufkosten zusammengestellt; Spalte 1 dieser Tabelle beinhaltet die Anlagensummen. Diese Anlagensummen von 2100 Mio DM enthalten nicht den Grundstückskaufpreis; er dürfte z.Z. mit einer Fläche von mehreren km<sup>2</sup> einen reinen Spekulationswert darstellen. Dafür enthält die Gesamtsumme folgende Einzelposten /4.1.2.1-1/:

Kostenstelle	Abs. Wert in Mio DM pro HTR und a	Abs. Wert in Mio DM für Nukl. Ents.Park und a
Transport BE	4.17	108.
BE-Zwischenlager	0.38	10.
Head-End-Stufe	2.31	60.
Extraktionsstufe	2.35	61.
Refabrikation	2.50	65.
Fabrikation	1.27	33.
Steuern, Inflationsrate,		
Kalk. Kosten	2.31	60.
Kapitaldienst	6.15	160.
Summe aller Dienstleistungen	21.54	560.

Tab. 4.1.2.1/2:

Jährliche Betriebskosten des äußeren  
Brennstoffkreislaufes ohne Metallkosten  
zur Entsorgung von 30 000 MWe HTR.

- Geländeerschließung mit der gesamten Infrastruktur
- Baukörperbezogene Erschließung
- Ingenieurhonorare für Vorprojektierung, Projektorganisation- und Verfolgung
- Funktionsprüfung und Anlaufkosten
- Versicherung und Steuern in der Bauphase

Die Transportkosten der Tab. 4.1.2.1./4 von 4.2 Mio DM pro HTR und Jahr beinhalten den Transport der abgebrannten Brennelemente zur Wiederaufarbeitungsanlage und den Rücktransport der refabrizierten Brennelemente . Die restlichen Betriebskosten des nuklearen Entsorgungsparkes aus Tab.4.1.2.1./2 vom BE-Zwischenlager bis zur Fabrikation setzen sich pauschal zusammen aus:

1.) Personalkosten:

etwa 1200 Beschäftigte belasten die Fixkosten einschließlich der sozialen Arbeitgeberanteile und der Versicherungen jährlich mit

1200 Beschäftigte x 45.000,-- DM = 54 Mio. DM

2.) Gemeinkosten:

Verwaltungskosten, einschließlich der Personalkosten des Gemeinkostenbereiches, Heizung, fixe Energiekosten und Wasser belaufen sich auf den gleichen Betrag wie die Personalkosten = 54 Mio.DM

3.) Reparaturen, Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen und Aufwendungen für verschärfte Sicherheitsauflagen werden als gemittelter Wert auf maschinelle Einrichtungen, Gebäude und Infrastrukturen bezogen und mit 4% der Anlageninvestition veranschlagt:

4% von 2100 = 84 Mio DM

4.) Versicherungen und Computerleasing = 10 Mio DM

5.) Betriebs- und Hilfsstoffe ohne Graphit und Thorium  
= 10 Mio DM

6.) Waste Disposal = 20 Mio DM

Die Summe von 235 Mio DM dieser Einzelposten entspricht den jährlichen Betriebskosten des Nuklearen Entsorgungsparks, die sich entsprechend Tab.4.1.2.1./2 wie folgt auf die einzelnen Kostenstellen aufschlüsseln lassen:

Kostenstelle	Abs. Wert in Mio DM pro HTR und a	Abs. Wert in Mio DM für Nukl.Ents. Parks und a
Frischkauf von Thorium + Graphit	2.10	54.60
Kauf von 93 % U 5 (ohne Erstcore)	38.60	1 003.60
Uranzins auf U 5	2.85	74.00
Metallkosten des äußeren Kreis- laufs	43.55	1 210.20
<hr/>		
Kauf von 93 % U 5 (fürs Erstcore als Annuität)	12.78	332.30
Uranzins auf U 5	11.15	290.00
Metallkosten des inneren Kreis- laufs	23.93	622.30
Summe der Metallkosten des gesamten Brennstoffkreislaufs	67.93	1 832.50

Tab. 4.1.2.1./3 :

Gemittelte jährliche Metallkosten ohne  
Berücksichtigung des U-233 für  
30 000 MWe HTR.

- Brennelement-Zwischenlager	10 Mio DM
- Head-End-Stufe	60 Mio DM
- Extraktionsstufe	61 Mio DM
- Refabrikation	65 Mio DM
- Fabrikation	33 Mio DM

Die restlichen Posten der Tab. 4.1.2.1/2 enthalten die in Abschnitt 3.2.2 festgelegten Prozentsätze für Steuern, Fremdkapitalzins usw. und entsprechen im Schwerpunkt einer Discounted-Cash-Flow-Rate (DCF-Rate) von 20 %. Diese DCF-Rate bewirkt eine Kapitalrückflußzeit von etwa 6 Jahren /2.3-1/, wobei eine 100 %ige Fremdbeteiligung im Anlagenvermögen angenommen wurde.

Somit betragen die jährlichen Dienstleistungskosten des äußeren Brennstoffkreislaufs nach Tab. 4.1.2.1/2 ohne Metallkosten bei einer Kapazität von 30 000 MWe HTR und einem jährlichen Schwermetalldurchsatz von 225 t etwa 560 Mio DM, das entspricht etwa 25 % der Anlagensumme von 2100 Mio DM.

Die Anlage ist so ausgelegt, daß sie im Dreischichtbetrieb ihren Jahresdurchsatz von 225 t in 200 Betriebstagen schafft. Somit können Ausfallszeiten von mehreren Monaten ausgeglichen werden, zumal das Brennelementzwischenlager bei 4 Lagerblöcken, wobei jeder Lagerblock mindestens 8 Entladechargen aufnehmen kann, für einen ganzen Jahresdurchsatz ausgebaut ist. Die Anlage muß also langfristig eine Verfügbarkeit von nur 55% ihrer chemischen Prozeßeinrichtungen gewährleisten. Bei den Ausgaben für Frischuran wurde ein Preis von 80 000,-- DM/kg angereichertes Uran 235 angenommen. Den Einfluß dieses Uranpreises auf die spezifischen Kreislaufkosten zeigt Tabelle 4.1.2.1/4; die Kosten 1.33 Df/KWh bei einem spezifischen Preis von 80 000,-- DM/kg auf 1.10 DPF(KWh bei 60 000,-- DM/kg U 5 (93 %). Der recht hohe Anteil der Dienstleistungen von 0,49 DPF/KWh bei den Kreislaufkosten ist gegenüber jeglicher Uranerzpreisphilosophie stabil.

	Abs. Wert in Mio. DM bei 30.000 MWe	Spez. Wert in Mio DM 1160 MWe x a	DPF / KWh bei 60.000 80.000 DM/kg U5 DM/kg U5	
Transport	80	4,2		0,06
BE-Zwischen- lager	170	3,4		0,04
Head-End-Stufe	370	7,0		0,09
Extraktions- stufe	480	8,4		0,10
Isotopentren- nung bei 500 DM/Kg TAE	-	-		-
Refabrikations- kosten	580	9,8		0,12
Fabrikations- kosten	320	6,4		0,08
Dienstleistungen des äußeren Kreislaufs	2100	39,5		0,49
Frischkauf von Thorium und Graphit		2,1		0,03
Frischkauf von Uran ohne Erstcore		38,6	0,35	0,48
U-5 Zins des äußeren Kreis- laufs		2,8	0,03	0,04
Schwermetall- kosten äuße- rer Kreislauf		43,5	0,38	0,54
äußerer Brenn- stoffkreislauf		83,0	0,87	1,03
(93 %) U-5 Kauf für Erstcore (als Annuität)		12,78	0,12	0,16
U-5 Zins für in- neren Kreislauf		11,15	0,11	0,14
innerer Kreisl.		23,93	0,23	0,30
gesamter Brenn- stoffkreislauf		106,94	1,10	1,33

Tab. 4.1.2.1/4: Brennstoffkreislaufkosten für den HTR im Normalkonverter-  
betrieb

Die Investitionssumme von 2100 Mio DM als Barwert wurde für eine 30 000 MWe-Wiederaufarbeitungsanlage gefunden, die einen jährlichen Durchsatz von 225 t Schwermetall hat. Extrapoliert man diese Investitionssumme nach der Degressionsformel:

$$I_2/I_1 = (K_2/K_1)^x$$

mit  $I_2/I_1$  = Investitionsverhältnis

$K_2/K_1$  = Kapazitätsverhältnis

$x$  = Degressionsexponent

auf eine 50 000 MWe-Anlage, deren Investition 1972 /2.1-1/ noch mit 620 Mio DM bei einem Durchsatz von 350 jato angegeben wurde, so erhält man:

$$I = 2100 \text{ Mio DM} \times \frac{350}{225}^{0.6} = 2800 \text{ Mio DM}$$

als Gesamtsumme. Das entspricht einer Zuwachsrate der Investition von fast 400 % in 4 Jahren.

Wie aus Tab. 4.1.2.1/1 zu entnehmen ist, wird die Rechnung am Ende der technischen Nutzungszeit von 15 Jahren der Großanlage abgebrochen. Da die durchschnittliche Lebensdauer eines Reaktors aber 30 Jahre beträgt, muß eine zweite Ersatzanlage die weitere Entsorgung übernehmen. Ihr Einfluß auf die oben berechneten Brennstoffkreislaufkosten liegt aber innerhalb der Prozentgrenze, da für diesen nicht erfaßten Teil B der Rechnung die zeitliche Differenz der Ausgabenschwerpunkte und der Einnahmenschwerpunkte analog der Differenz im durchgeführten Teil A ist; da außerdem die deflationierten Zahlungsströme für Ausgaben und Einnahmen in beiden Teilrechnungen äquivalent sind, bringt eine Fortführung der Rechnung über die oben erwähnte Nutzungsdauer keine neuen Erkenntnisse über die spez. Brennstoffkreislaufkosten bzw. Preise. Einziger Diskussionspunkt wäre der Buchwert der Einnahmen aus den stillgelegten Kernkraftwerken mit den Uranisotopen U-235 und U-233 und der Buchwert der Ausgaben für Dekontamination und Reaktorabbruch. Die Differenz dieser beiden Posten schlägt in absoluten Beträgen auf die Kreislaufkosten zu Buche.

Da aber alle Absolutzahlen über die Zeit, in diesem Fall also mindestens über 30 Jahre, mit der DCF-Rate auf den Stichtag 1.1.1976 zu Barwerten diskontiert werden, ist ihr Einfluß auf eine alternative Investitionsentscheidung im Rahmen der Berechnung der Brennstoffkreislaufkosten gleich Null.

Im Gegensatz dazu beeinflusst aber eine 2. Wiederaufarbeitungsanlage zur Entsorgung des HTR als Hochkonverter die oben vorgestellten Einzelposten der einzelnen Verfahrensschritte sehr stark. Daher ist es notwendig, für diesen Reaktorbetrieb eine getrennte Rechnung durchzuführen.

#### 4.1.2.2 Trendanalyse der Brennstoffkreislaufkosten für den HTR im Hochkonverterbetrieb

---

Der HTR im Hochkonverterbetrieb hat bei einem Abbrand von etwa 24 000 MWd/t zwar einen höheren Schwermetalldurchsatz, jedoch werden durch das niedrige Moderationsverhältnis von  $110 \frac{N_C}{N_{SM}}$  alle Volumen- und Graphitkosten in Schranken gehalten. Trotzdem mußten die Brennstoffkreislaufkosten für wesentlich höhere Durchsätze bestimmt werden. Einmal bewirkt der geänderte Betriebszustand gegenüber dem Normalbetrieb einen doppelten Graphitdurchsatz und einen höheren Thorium- und Urandurchfluß, zum anderen müssen hier entsprechend der in Abschnitt 4.1.1 vorgestellten HTR-Strategie 50 GWe installierte HTR-Leistung entsorgt werden.

Da die Kostendegression nicht für alle Anlagenteile und für jede Kapazität gleich anzusetzen ist, wurde

- für die baulichen Teile und für die maschinellen Einrichtungen ein variabler Exponent angesetzt; er geht entsprechend Tab. 4.1.2.2/1 und Abb. 4.1.2.2/1 von 0,5 bis 1,0;



DCF-Rate	Degr. Exp.	0,5		0,6		0,7		0,8		0,9		1,0	
		Mio DM HTR-a	Dpf kWh	Mio DM HTR-a	Dpf kWh	Mio DM HTR-a	Dpf kWh	Mio DM HTR-a	Dpf kWh	Mio DM HTR-a	Dpf kWh	Mio DM HTR-a	Dpf kWh
8	TRANSP.	9,1	0,44	9,1	0,46	9,1	0,49	9,1	0,52	9,1	0,55	9,1	0,59
	BE-LAGER	1,8		1,8		1,8		1,8		1,8		1,8	
	HEAD-END	5,2		5,5		5,9		6,4		6,9		7,5	
	EXTRAKTION	6,3		6,8		7,4		8,1		8,9		9,8	
	REFABRIK.	8,7		9,4		10,2		11,1		12,1		13,3	
	FABRIKATION	4,3		4,7		5,1		5,5		6,0		6,6	
		35,4		37,3		39,5		42,0		44,8		48,1	
12	TRANSP.	9,3	0,49	9,3	0,53	9,3	0,56	9,3	0,60	9,3	0,65	9,3	0,70
	BE-LAGER	1,9		1,9		1,9		1,9		1,9		1,9	
	HEAD-END	6,1		6,5		7,0		7,7		8,3		9,1	
	EXTRAKTION	7,4		8,1		8,9		9,8		10,9		12,1	
	REFABRIK.	10,2		11,1		12,1		13,3		14,7		16,3	
	FABRIKATION	5,1		6,0		6,0		6,6		7,3		8,1	
		40,0		42,9		45,2		48,6		52,4		56,8	
16	TRANSP.	9,6	0,56	9,6	0,60	9,6	0,64	9,6	0,70	9,6	0,76	9,6	0,82
	BE-LAGER	2,0		2,0		2,0		2,0		2,0		2,0	
	HEAD-END	7,1		7,6		8,3		9,1		10,0		11,0	
	EXTRAKTION	8,7		9,6		10,6		11,8		13,1		14,7	
	REFABRIK.	11,9		13,1		14,4		15,9		17,7		19,7	
	FABRIKATION	6,0		6,5		7,2		8,0		8,8		9,8	
		45,3		48,4		52,1		56,4		61,2		66,8	
20	TRANSP.	9,8	0,63	9,8	0,68	9,8	0,74	9,8	0,80	9,8	0,88	9,8	0,96
	BE-LAGER	2,1		2,1		2,1		2,1		2,1		2,1	
	HEAD-END	8,2		9,0		9,8		10,8		11,9		13,1	
	EXTRAKTION	10,3		11,4		12,7		14,1		15,8		17,7	
	REFABRIK.	14,0		15,3		17,0		18,9		21,1		23,6	
	FABRIKATION	7,0		7,6		8,5		9,4		10,5		11,8	
		51,4		55,2		59,9		65,1		71,2		78,1	
24	TRANSP.	10,1	0,72	10,1	0,78	10,1	0,85	10,1	0,93	10,1	1,02	10,1	1,12
	BE-LAGER	2,3		2,3		2,3		2,3		2,3		2,3	
	HEAD-END	9,5		10,4		11,4		12,6		14,0		15,5	
	EXTRAKTION	12,0		13,3		14,8		16,6		18,7		21,0	
	REFABRIK.	16,1		17,9		19,9		22,3		24,9		28,0	
	FABRIKATION	8,0		8,9		10,0		11,1		12,4		14,0	
		58,0		62,9		68,5		75,0		82,4		90,9	

Tab. 4.1.2.2/1: Spez. Brennstoffkreislaufkosten des HTR-Hochkonverters als Funktion der Kostendegression und der DCF-Rate

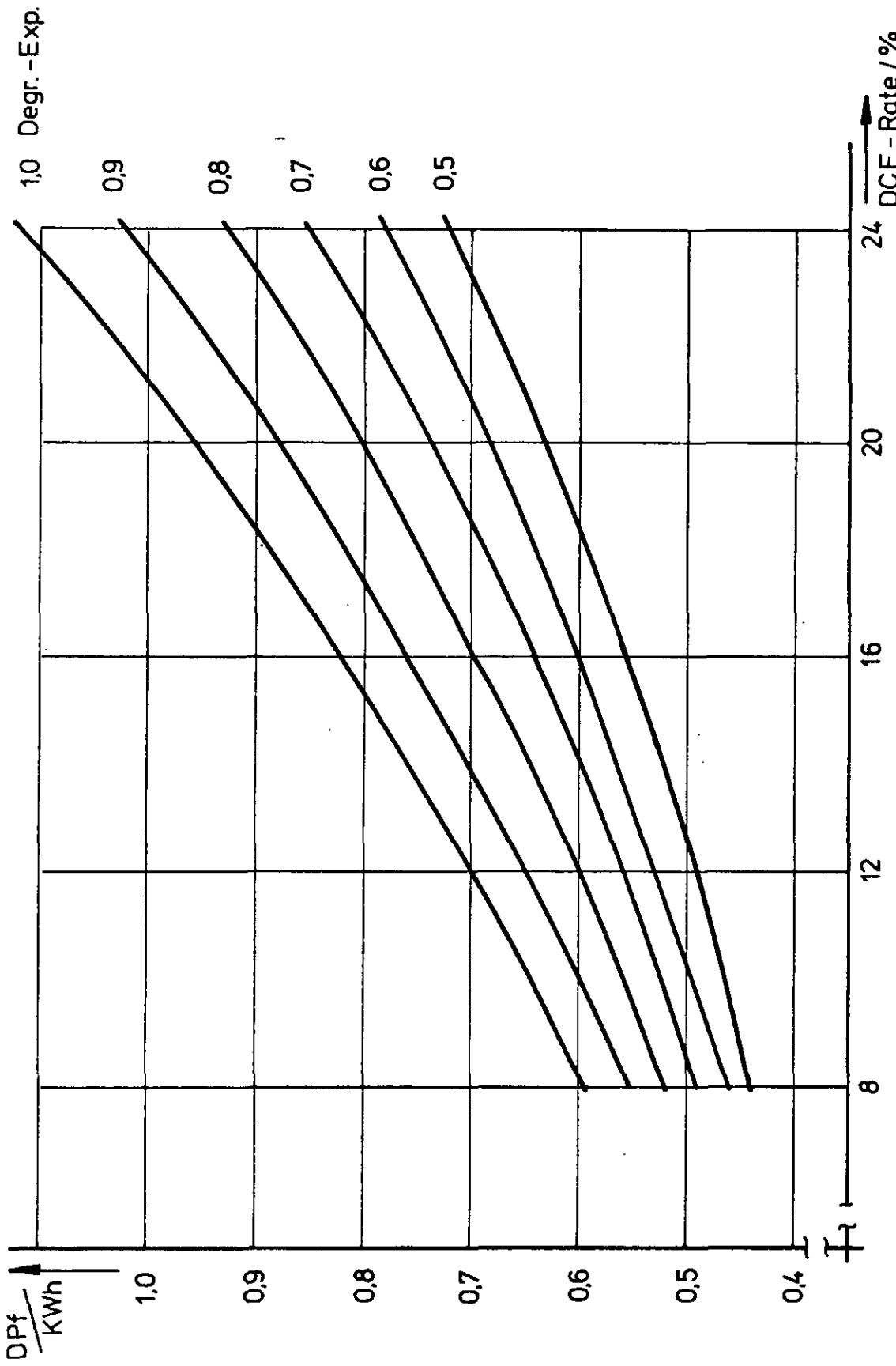


Abb. 4.1.2.2/1: Spez. Brennstoffkreislaufkosten des HTR - Hochkonverters ohne Schwermetallkosten zur Entsorgung von 50 000  $\text{MW}_e$

- für die fixen Betriebskosten, einschließlich den Personalkosten, der Exponent mit 0,25 angenommen;
- für die variablen Betriebskosten der Exponent mit 0,86 angesetzt.

Da weiterhin die Kostenentwicklung von den Selbstkosten vor Steuern bis hin zu kalkulierten Preisen nach Steuern einen Spielraum überstreicht, der oft als willkürlich erscheint, wurde ebenfalls in Tabelle 4.1.2.2/1 und Abb. 4.1.2.2/1 die gesamte Bandbreite des Einflusses dieses kaufmännisch erlaubten Parameterspiels auf die Brennstoffkreislaufkosten dargestellt.

Die Tabelle 4.1.2.2/1 zeigt, daß die Transportkosten und die Zwischenlagerkosten keiner Degression unterliegen. Die Transporte werden in Einzelbehältern durchgeführt, auf deren baulichen Teil das Gesetz der großen Serie bei der niedrigen Anzahl von 10 bis 20 Transportbehältern noch nicht zum Tragen kommt. Das Brennelementlager wird blockweise gebaut, unterliegt somit entsprechend der Kurve in Abb. 2.1.1/1 den stufenfixen Kosten, die keine Degression zulassen. Alle anderen Dienstleistungen werden proportional ihrer Kapitalintensität sehr stark beeinflusst und steigen im Mittel bei einem Degressionsexponentenzuwachs von 0,5 bis 1,0 um 70 %, wie ein Vergleich der Kosten der ersten mit der letzten Spalte der Tab. 4.1.2.2/1 ergibt.

Der Einfluß der DCF-Rate schlägt hauptsächlich bei den Zahlungen zu Buche, bei denen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage eine große Investition einen hohen Kapitaldienst nach sich zieht. Im Extremfall könnten also die Dienstleistungen des Brennstoffkreislaufes von 0,44 DPf/KWh bei einem Degressionsexponenten von 0,5 und einer DCF-Rate von 8 % bis auf 1,12 DPf/KWh steigen, wenn der Degressionsexponent auf 0,1 und die DCF-Rate auf 24 % anwachsen. Die realistischen Kosten für den Reaktorbetrieb dürften bei 0,8 DPf/KWh liegen, da für eine Anlage der Größenordnung 50 GWe ein Degressionsexponent von 0,8 angenommen werden muß. Die industriell akzeptierte Summe aus Fremdkapitalzins, Steuern, In-

	Abs. Wert in Mio. DM bei 50.000 MWe	Spez. Wert in Mio DM 1160 MWe x a	DPF / KWh bei 60.000 80.000 DM/kg U5 DM/kg U5	
Transport	200	9.8		0.12
BE-Zwischen- lager	400	2.1		0.03
Head-End-Stufe	1200	10.8		0.13
Extraktions- stufe	1500	14.1		0.17
Isotopentren- nung bei 500 DM/Kg TAE	--	--		--
Refabrikations- kosten	2000	18.9		0.23
Fabrikations- kosten		9.4		0.12
Dienstleistun- gen äußerer Kreislauf	5300	65.1		0.80
Frischkauf von Thorium und Graphit		3.6		0.04
Frischkauf von Uran ohne Erstcore		3.37		0.04
U-5 Zins des äußeren Kreis- laufs		0.67		0.01
Schwermetall- kosten äuße- rer Kreislauf		7.64		0.09
äußerer Kreislauf		72.74		0.89
U-3 Gutschrift für Erstcore (als Annuität)		32.27		0.40
U-5 Zins für in- neren Kreislauf		0.15		
innerer Kreisl.		32.45		0.40
gesamter Brenn- stoffkreislauf		105.16		1.3

Tab.4.2.2/2:

Brennstoffkreislaufkosten für den HTR im Hochkonverter-  
betrieb

flationsrate und kalkulatorischen Gewinnzuschlägen verlangt eine DCF-Rate von 20%, die eine Kapitalrückflußzeit von 6-7 Jahren bewirkt /2.1-1/.

Die Zusammenstellung in Tab. 4.1.2.2/2 beinhaltet neben den Dienstleistungen die Metallkosten, die sich entsprechend der Abb. 2.1/1 in innere und äußere Kosten aufteilen:

- nach Tab. 3.2.1/4 beträgt der jährliche Frischkauf von angereichertem Uran für einen 1160 MWe HTR ungefähr 31,5 kg; bei einem Preis von 80 000,- DM/kg U 5 (93%) und unter Beachtung des reaktorphysikalischen Äquivalenzpreises für U-233 macht dieser Posten 3,37 Mio/a.
- Entsprechend dem in Abschnitt 4.1.2.3 dargelegten Ansatz für die Kapitalbindungskosten des Urans wird hier sowohl für den inneren, als auch für den äußeren Kreislauf nur der um die anteiligen Dienstleistungen pönanalisierte U-235 Anteil berücksichtigt.
- Das Erstcore von 1160 MWe beinhaltet nach Tab. 3.2.1/4 3460 kg Uran, wobei 90% davon U-233 sind. Diese Menge muß von dem HTR-Betreiber in Form einer Gutschrift von ungefähr 370 Mio DM aufgebracht werden, sofern man den oben erwähnten Uran-Äquivalenzpreis zugrunde legt. Unter Berücksichtigung der Betriebsdauer ergibt sich eine Annuität von 32 Mio DM/a.

Diese Belastungen stimmen ungefähr mit dem Betrag überein, der sich rein rechnerisch durch den verzinnten Mehrkauf an Frischuran während der Einbrennphase gegenüber dem Normalbetrieb ergibt.

Ein Vergleich der Brennstoffkreislaufkosten des HTR im Normalbetrieb und den entsprechenden Kosten des HTR im Hochkonverterbetrieb, d.h. ein Vergleich der Tab. 4.1.2.1/4 und 4.1.2.2/2 zeigt, daß beide Betriebszustände zwar fast gleiche Kosten verursachen, die Schwerpunkte aber verschoben sind. Die Dienst-

leistungskosten im Hochkonverterbetrieb liegen mit 0,8 DPf/KWh um 40 % über den entsprechenden Kosten des Normalbetriebes, wogegen der jährliche Frischkauf von U-235 mit einem Betrag von 0,04 DPf/KWh nur noch 8% des analogen Ausgabenstromes aus Tab. 4.1.2.1/4 ausmacht.

Für den Reaktorbetreiber bedeutet das, daß in beiden Betriebszuständen der Stromabgabepreis durch die Brennstoffkreislaufkosten gleich belastet wird. Diese betriebswirtschaftliche Einzelaussage kann aber erst durch die volkswirtschaftliche Geldflußkontrolle richtig bewertet werden. Die erhöhten Dienstleistungen des Hochkonverterbetriebes stellen Geldströme dar, die im nationalen Geldfluß bleiben, dagegen verursacht der Mehrkauf an Frischuran im Normalbetrieb einen Devisenabfluß, der die Handelsbilanz jährlich in Milliardenhöhe belastet; außerdem wird das Ziel der energiepolitischen Unabhängigkeit nur durch Erzeugung von Energiequellen innerhalb der nationalen Grenzen erreicht.

#### 4.1.2.3 Kapitalbindungskosten des Urans

In dem Brennstoffkreislauf befinden sich zwei Uranströme, die sich entsprechend ihrer finanziellen Erfassung stark unterscheiden:

- Uran-235, das gekauft werden muß und
- Uran-233, das im Reaktor erbrütet wird.

Das Uran-235 geht in die Kostenberechnung entsprechend seinem jährlichen Verbrauch ein. Die Restmengen an Uran-235 in den abgebrannten Brennelementen werden unter Berücksichtigung aller Dienstleistungskosten, die bis zu seinem Reaktoreinsatz notwendig sind mit 8% Kapitalzins beaufschlagt.

Nun entsteht, betriebswirtschaftlich formuliert, in dem Reaktor neben der abgegebenen Leistung als Koppelprodukt erbrütetes Uran. Dieses Uran-233 substituiert, sofern es einen Wiederaufarbeitungskreis durchlaufen hat, frisches Uran-235 und verringert somit

die laufenden variablen Kosten. Sind nun die spez. äußeren Kreislaufkosten geringer als die finanzielle Substitutionsrate, so liefert hier die betriebswirtschaftliche Kostenberechnung neben dem oben besprochenen volkswirtschaftlichen Gebot der besseren Urannutzung ein weiteres Argument für die Uranrezyklisierung bei geschlossenem Kreislauf. Übersteigen dagegen die Aufarbeitungskosten den erbrüteten Uranwert, so bietet sich die Möglichkeit der Zwischenlagerung bis zu dem Zeitpunkt an, wo die Wirkung einer Uranverknappung ein wirtschaftliches Betreiben des äußeren Kreislaufes auslöst.

Nun stellt sich aber bei der Berechnung der Brennstoffkreislaufkosten heraus, daß gerade die kostenmäßige Erfassung des erbrüteten U-233 durch einen Zinsaufschlag als Äquivalent für die Kapitalbindungskosten den wirtschaftlichen Nutzeffekt des geringen Uranfrischkaufs nicht nur kompensiert, sondern den Hochkonverter als ein sehr teures Reaktorkonzept hinstellt. Da der HTR nur mit U-233 im Hochkonverterbetrieb gefahren werden kann und somit dieses Uran außer bei Reaktorstillegung den Kreislauf nicht verlassen darf, verlangt dieses Konzept eine gesonderte betriebswirtschaftliche Erfassung des Uranwertes.

Die Bewertung der Kapitalbindungskosten des erbrüteten U-233 kann nicht den gleichen Maßstäben unterzogen werden wie die Bewertung des gekauften U-235. Bei letzterem wurden Aufwendungen in Höhe der Kaufsumme erbracht. Eben diese Kaufsumme muß aber, um einer Investitionsrechnung gerecht zu werden, einem Alternativvergleich unterzogen werden, der verlangt, daß diese Summe im Brennstoffkreislauf kaufmännischen Bedingungen zugrunde gelegt wird. Einmal geht der Werteverzehr des U-235 zu Lasten der erzeugten Energie, zum anderen wird das Resturan mit einem Zinssatz behaftet, der ein Äquivalent der Kapitalbindung darstellt. Problematischer ist die Bewertung des erbrüteten U-233. Es entsteht als Koppelprodukt bei der Leistungserstellung, wobei alle verursachten Kosten zu Lasten der abgegebenen Energie gehen. Somit kann das U-233 nicht wie das gekaufte U-235 bewertet werden, da zu seiner Erstellung, sofern man vom Preis für Thorium mal absieht,

keine Aufwendungen in Form eines Kaufpreises oder eines Werteverzehr, die beide kostenmäßig erfaßt werden müßten, vorliegen.

Somit bliebe zur Rechtfertigung eines Kapitalbindungszinssatzes noch die gesparte Substitutionsrate an Frischuran U-235, sofern das U-233 den äußeren Kreislauf durchlaufen hat und von der spez. Substitutionsrate die spez. Dienstleistungen dieses Kreislaufs abgezogen sind. Gleichbedeutend ist die Aussage, würde das U-233 verkauft, wären Einnahmen in bestimmter Höhe vorhanden. Betrachtet man aber den Reaktor mit dem äußeren Kreislauf als eine Einheit, so verbietet sich bei Hochkonverterbetrieb der Verkauf des Urans. Daher handelt es sich bei Nichtverkauf des Urans um einen unrealisierten Gewinn, der als Maß der Kapitalbindung herangezogen wird. Dieser Vorgang ist weder steuertechnisch noch betriebswirtschaftlich gerechtfertigt; bestenfalls wird das Restcore bei Reaktorstillegung buchtechnisch als außerordentlicher Ertrag erfaßt, was aber bei dem jährlich wieder neu eingesetzten U-233 nicht der Fall ist. Daraus folgt, daß bei den in Abschnitt 4.1.2 vorgestellten Brennstoffkreislaufkosten nur das gekaufte U-235 bei der Kapitalbindung berücksichtigt wird.

## 4.2 Standortabhängige Aussagen

### 4.2.1 Regionale Verteilung der HTR-Standorte

In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, daß entsprechend der Abb. 4.1.1/2 bis zum Jahre 2005 ungefähr 30 GWe installierte HTR-Leistung in Betrieb genommen worden sind. In /2.1.1-2/ sind als Arbeitshypothese bereits eine große Anzahl von Kernkraftwerksstandorten angenommen worden. Sie sollen Grundlage sein für die Simulationsläufe zu den Themen



- Nukleartransporte,
- Energietransporte und
- Analyse der benachbarten Bevölkerung.

Wie oben bereits erwähnt, sollen diese Standorte kein Vorgriff auf Entscheidungen der Länderbehörden sein, sondern dienen nur als Arbeitshypothese. Alle hier aufgestellten Modelle sind so ausgelegt, daß die Standorte der Kernkraftwerke wie die der nuklearen Entsorgung variiert werden können.

Nr. des Standortes	Name des benachbarten Verdichtungsraumes	Anzahl der 1160 MWe- Blöcke
4	Nürnberg	2
7	Rhein/Ruhr	1
20	Rhein/Ruhr	2
35	Rhein/Ruhr	2
42	Freiburg	1
46	Rhein/Neckar	1
47	Braunschweig	1
49	Rhein/Ruhr	2
50	Stuttgart	1
51	Nürnberg	1
52	München	1
53	Rhein/Main	2
54	Saar	1
55	Hannover	1
56	Stuttgart	1
57	Osnabrück	1
58	Hamburg	1
59	Stuttgart	1
62	Stuttgart	1
75	Rhein/Main	1

Tab. 4.2.1/1 : Angenommene HTR-Standorte bis zum Jahre 2005

	Bevölkerung	Verbrauch der Industrie + ind.Kraftwerke	Verbrauch der Haus- halte	Verbrauch Verkehr
Rhein-Ruhr	10919	65677	17298	5314
Rhein-Main	3586	4319	3812	1512
Hamburg	2031	1853	3422	1096
Stuttgart	2446	1876	3131	1416
München	1651	617	2227	964
Rhein-Neckar	1163	4968	1573	636
Nürnberg	881	488	1189	485
Hannover	757	1515	1328	484
Bremen	725	1792	1218	345
Saar	635	4668	1060	280
Aachen	481	1483	688	289
Bielefeld-Herford	557	414	818	319
Augsburg	337	467	455	175
Karlsruhe	469	938	589	263
Kiel	271	73	454	126
Braunschweig	317	146	456	177
Kassel	312	346	481	179
Luebeck	239	613	460	113
Koblenz-Neuwied	305	318	467	181
Münster	328	81	368	166
Osnabrück	283	1067	497	151
Freiburg	162	127	287	91
Siegen	239	615	329	81
Bremerhaven	140	54	233	65

Tab. 4.2.1/2:

Einsatz an Kohle, Öl, Gas und Strom der unterschiedlichen Verbrauchergruppen in den Verdichtungsräumen ( in  $10^3$  t SKE ).

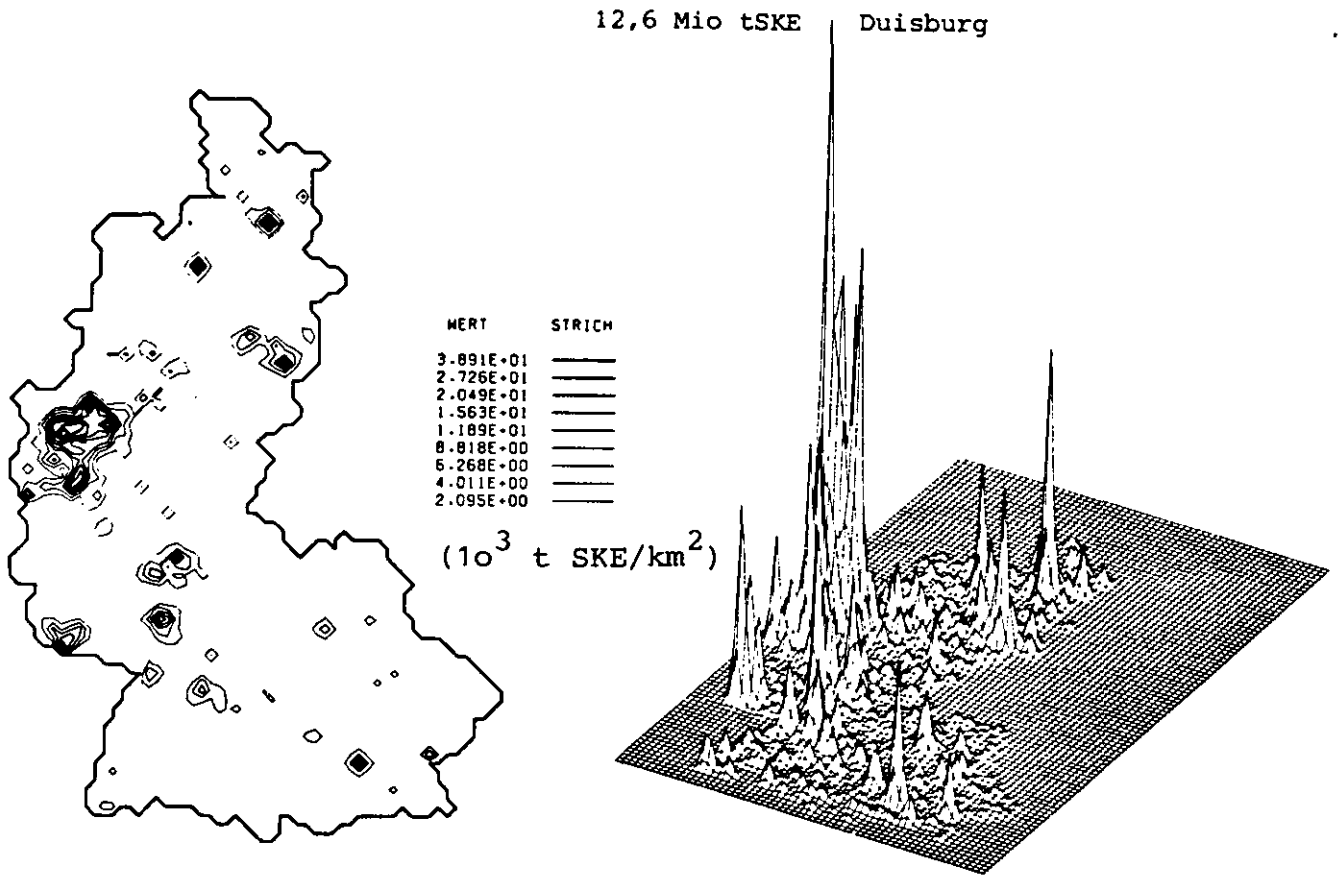


Abb. 4.2.1/1:

Dichteverteilung des Einsatzes an Kohle, Öl, Gas und Strom der Verbrauchergruppen Haushalte, Industrie und Verkehr



Abb. 4.2.1/2:

Regionale Verteilung der angenommenen HTR-Standorte.

Mit der in Abschnitt 2.4 vorgestellten energiewirtschaftlichen Datenbank wurde eine Analyse des regionalen Einsatzes an Kohle, Öl, Gas und Strom der Verbrauchergruppen privater und öffentlicher Haushalte, Industrie einschließlich des industriellen Umwandlungssektors und des Verkehrs gemacht. Für die 24 Verdichtungsräume der Bundesrepublik zeigt Tab. 4.2.1/2 die Jahreswerte 1970 in  $10^3$  t SKE / 2.4.1-1 /. Die deutliche Massierung des Energieverbrauches geht aus Abb. 4.2.1/1 hervor. Im Rhein-Ruhr-Gebiet ist der industrielle Verbrauch etwa 4-mal so hoch wie der Energieverbrauch der Haushalte, ein Verhältnis das völlig untypisch für die Bundesrepublik und auch für die meisten anderen Verdichtungsgebiete ist. Im Gegensatz hierzu beträgt der Industrieverbrauch in Gebieten, deren Wirtschaftsstruktur mehr durch Verwaltung, Handel und Dienstleistungen bestimmt wird wie in Hamburg oder München, nur die Hälfte bis ein Drittel des Verbrauchs der Haushalte. Deutliche Unterschiede bestehen auch in benachbarten Verdichtungsgebieten, was auf eine gewisse "Arbeitsteilung" in dem betreffenden Großraum schließen läßt. Während im Rhein-Main-Gebiet der Industrieverbrauch nur unwesentlich über dem Verbrauch der Haushalte liegt, ist er im nahegelegenen Rhein-Neckar-Gebiet um nahezu einen Faktor 3 höher. Noch deutlicher tritt dieser Effekt in den benachbarten Verdichtungsräumen Münster und Osnabrück auf. Während in Münster der Industrieverbrauch nur ein Viertel des Haushaltverbrauchs ausmacht, ist er in Osnabrück im völligen Gegensatz hierzu um mehr als einen Faktor 2 höher.

Bei der regionalen Verteilung der Kernkraftwerke wurde einmal davon ausgegangen, daß dort zugebaut wird, wo bereits Kernkraftwerke stehen, zum anderen wurde davon ausgegangen, daß die elektrische Leistung verbrauchernah bereitgestellt wird. Dies geht auch aus der Tatsache hervor, daß nach / 4.-1 / die Austauschleistung zwischen den einzelnen Bundesländern nur etwa 10% der installierten Leistung beträgt. Bei der Wahl der noch nicht festgelegten HTR-Standorte wurden die Ergebnisse der Tab. 4.2.1/2 zugrunde gelegt. Die in Abb. 4.2.1/2 gezeigten HTR-Standorte sind im Mittel etwa 50 km von einem Verbraucherschwerpunkt entfernt.

#### 4.2.2 Einfluß der Energietransportkosten auf den Kernkraftwerksstandort

---

Die beiden alternativen Standortvarianten für Kernkraftwerke lauten nach Abschnitt 2.

- Versorgung der Verbraucherschwerpunkte durch Errichtung eines Nuklearparks von etwa 30 000 MWe , weit entfernt von den Verdichtungsräumen oder
- verbrauchernahe Versorgung durch nukleare Einzelstandorte.

Für einen Nuklearpark von 30 000 MWe installierter HTR-Leistung im "Norddeutschen Raum" oder für seine Alternative 30 000 MWe auf etwa 15 Standorte im Bundesgebiet verteilt, eine gesamte Energietransportkostenrechnung durchzuführen, überschreitet den Rahmen dieser Arbeit. Daher wird hier für eine Teilenergiemenge eine Aussage gemacht, die die Gesamttransportsituation in etwa repräsentiert.

Für  $7 \times 3000 \text{ MW}_{\text{th}}$  HTR-Leistung werden die Standorte nach Tab. 4.3.3/1 angenommen. Die Energie soll für die beiden Standortvarianten V1 und V2 zu dem Verdichtungsraum Rhein/Ruhr transportiert werden. Als Schnittstelle für Ferntransport und Nahtransport wurde die Niveaulinie der Bevölkerungsdichte  $600 \text{ Einwohner/km}^2$  gewählt. Bis zu dieser in Abb. 4.3.3/1 dargestellten Niveaulinie wurden die Entfernungen der Tab. 4.3.3/1 unter Beachtung einer eventuellen Trassenführung ermittelt; die sich dann anschließende Nahverteilung wurde in die vergleichende Transportkostenrechnung nicht mit einbezogen.

Die infrage kommenden Sekundärenergiesysteme sind in Tab. 4.3.3/2 zusammengefaßt, wobei die Alternativen A 1 bis A 5 auf jeweils  $3000 \text{ MW}_{\text{th}}$  normiert sind. Da hier nur Rechnungen für die Standorte der Gruppe V2 aus Tab. 4.3.3/1 im Vergleich mit dem angenommenen Standort "Norddeutscher Raum" durchgeführt werden, erscheint der Energietransport in einem offenen Rohrleitungssystem, d.h.

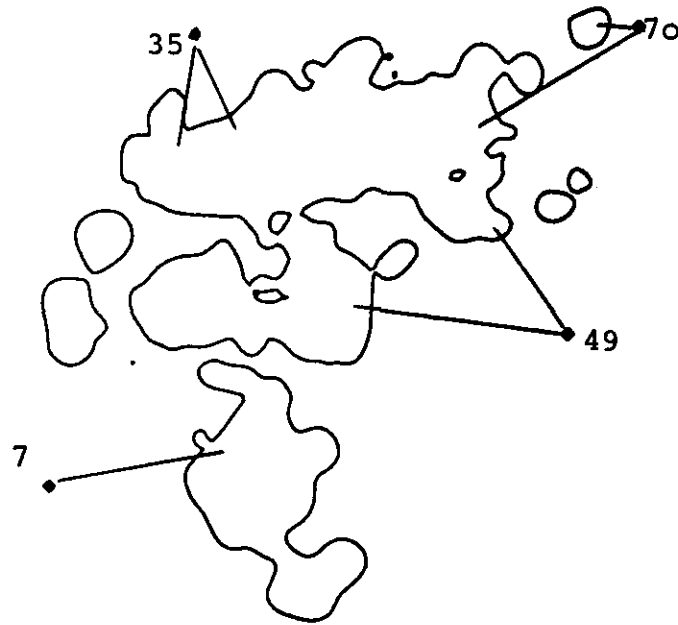


Abb. 4.3.3/1 : Verdichtungsraum Rhein/Ruhr mit den angenommenen HTR-Standorten (Computerdarstellung) .

Variante	Standort	HTR - Leistung ( MW <sub>th</sub> )	Entfernung ( km )
V 1	Norddeut- scher Raum	7 x 3000	260
<hr/>			
V 2	Rhein/Ruhr	2 x 3000	25
	Rhein/Ruhr	2 x 3000	55
	Rhein/Ruhr	1 x 3000	60
	Rhein/Ruhr	2 x 3000	50
		<hr/> 7 x 3000	

Tabelle 4.3.3/1 :

Ausgewählte Standorte zur alternativen Energietransportrechnung  
V1: Norddeutscher Raum; V2: Nachbarschaft des Verdichtungsraumes  
Rhein/Ruhr

also ein Gasgemisch als Energieträger, das als Endprodukt eines Vergasungsprozesses kontinuierlich vom "Norddeutschen Raum" fortgeleitet wird, aus folgenden Gründen nicht akzeptabel:

1. Würde man den Rohstoffträger Braunkohle per Bahn zu diesem Standort transportieren, müßten zur Auslastung eines Rohres von etwa 1,5 m Durchmesser bei einer jährlichen Betriebsdauer von 4380 Std. etwa 30 000 Braunkohlenzüge mit je 40 Waggon pro Zug eingesetzt werden. Unter Beachtung der bei der Bundesbahn erlaubten Zugfolge müßte für Hin- und Rückfahrt dieser Züge ein eigener Gleiskörper mit 2 Schienensträngen angelegt werden.
2. Importierte amerikanische Kohle ist hier nicht erlaubt, da eine der wichtigsten Zielsetzungen dieser Arbeit, siehe Abschnitt 2., die angestrebte Energieautarkie der Bundesrepublik ist. Holländisches Erdgas könnte zwar energiepolitisch akzeptiert werden, ist aber für die hier in Betracht gezogenen Zeiträume kein gesicherter Energielieferant mehr.

Da bei der Wahl des Standortes dieses 30 GW<sub>e</sub> Nuklearkernkraftwerks entsprechend der Zielsetzung "Kernkraftwerke und nukleare Entsorgung in einer Anlage zu integrieren" nur Regionen mit Salzlagern infrage kommen, wurden Kohlefundorte explizit ausgeklammert. Zu beachten ist, daß hier natürlich keine Aussagen getroffen werden über Kernkraftwerke, die am Ort des Kohleabbaus mit einer Methanolreformierung errichtet werden können.

Die spez. Transportkosten der Tab. 4.3.3/3 bis 4.3.3/7 beziehen sich auf die zu transportierende Energie, die nach Tab. 4.3.3/2 bei der Spreizung von 3000 MW<sub>th</sub> technologisch und wirtschaftlich vertretbar vom jeweiligen Standort als Nutzenergie abgegeben werden kann. Diese Kosten für sich allein als Bewertungskriterium heranzuziehen, wäre falsch, da die Abwärme bei jeder Energiespreizung einen anderen Betrag hat. Eine vollständige Kostenerfassung der Kette Reaktor, konventionelle Energieumwandlung, Ferntransport, Nahverteilung und eventuelle Umrüstung der Ver-

Alternative	Sekundärenergie- system	Leistung		Wirkungsgrad %
		MW	Gcal/h	
A 1	Elektr. Energie <sup>1)</sup>	1160	-	38,7
	Abwärme	1840		
A 2	Fernenergie	1772	1523	72,0
	Elektr. Energie <sup>1)</sup>	384		
	Abwärme	944		
A 3	Fernenergie	1772	1523	96,5
	Fernwärme	868	746	
	Elektr. Energie <sup>1)</sup>	255		
	Abwärme	190		
A 4	Fernwärme	1740	1493	90,0
	Elektr. Energie <sup>1)</sup>	960		
	Abwärme	300		
A 5	Wasserstoff	1800	1548	73,3
	Elektr. Energie <sup>1)</sup>	400		
	Abwärme	800		

<sup>1)</sup> einschließlich 6% Eigenbedarf ; Angabe in MVA

Tab. 4.3.3/2 : Konkurrierende ENERGIETRÄGERSYSTEME der Varianten V 1 und V 2 der Tab. 4.3.3/1 bei einer Reaktorleistung von 3000 MW<sub>th</sub>; Aufteilung entsprechend /2.3-3/ und /2.3.2-17.

braucher ist hier nicht möglich und auch nicht unbedingt notwendig. Wie die Ergebnisinterpretation zeigt, reicht zur Auf-  
findung der optimalen Variante neben den Transportkosten die  
Beachtung der Abwärme, d.h. die Erhöhung des gesamten Wirkungs-  
grades der oben aufgezeigten Energiekette durch Abwärmenutzung.



Variante	Standort	Sekundärenergie- system	Transportierte Leistung (MW)	Abs. Kosten (Mio. DM/a)	Spez. Kosten		Abwärme (MW)
					(DM/MWh)	(DPf/KWh)	
V 1	Norddeut- scher Raum	Elektr. Energie	8120	134,2	3,77	0,38	12 880
V 2	Rhein/Ruhr	Elektr. Energie	2320	15,2	2,52	0,25	12 880
	Rhein/Ruhr	Elektr. Energie	2320	26,0			
	Rhein/Ruhr	Elektr. Energie	1160	24,3			
	Rhein/Ruhr	Elektr. Energie	2320	24,2			
			8120	89,7			

Tabelle 4.3.3/3:

Vergleich der Energietransportkosten für die Alternative A 1 aus  
Tab. 4.3.3/1, normiert auf  $7 \cdot 3000 \text{ MW}_{\text{th}}$  bereitgestellter Leistung.

Wie in /2.3-1/ dargestellt wurde, beinhalten die Energietransportkosten neben den reinen Transportkosten bei dem Stromtransport die Abspannstation und bei den anderen Sekundärenergiesystemen die Aggregate am Leitungsende, die notwendig sind, um die Energie am Nahverteilungsnetz anbieten zu können.

Die elektrischen Übertragungskosten der Tabelle 4.3.3/3 zeigen, daß die spezifischen Transportkosten von dem Standort "Nord - deutscher Raum" mit 3,77 DM/MWh zum Rhein/Ruhrgebiet etwa 50 % teurer als die auf 2,52 DM/MWh gemittelten Kosten der verbauchernahen Standorte sind. Zwar liegen die auf Energie und Entfernung bezogenen Kosten bei dem Fall "Norddeutscher Raum" mit 0,0145 DM/MWh km bei 260 Transportkilometern durch Anwendung eines in Zukunft gebauten M 4-Mastes mit einer Kapazität von über 8000 MVA in der Nähe der analogen Kosten von 0,013 DM/MWh km für die Einzelstandorte mit einer 380 KV-Leitung konventioneller Bauart über insgesamt 190 Transportkilometer. Doch gleichen die technologisch bewirkten Kosteneinsparungen nicht die 30% längere Transportentfernung aus.

Da außerdem in Zukunft Wirkungsgrade von knapp 40% bei der Energieerzeugung nicht mehr tragbar sind, muß die Abwärme möglichst nutzbar gemacht werden. Bei der Kombination von Fernenergie und elektrischer Energie (vgl. Tab. 4.3.3./4) kann dieses Ziel für die Einzelstandorte, die im Mittel 50 km vom Verbraucher entfernt liegen, schon halb erreicht werden, wenn die Abwärme zu 50% genutzt wird. Zwar würden sich die spez. Transportkosten von 7,18 DM/MWh um den Faktor 3 verteuern gegenüber den reinen Stromtransportkosten von 2,51 DM/MWh der Tab. 4.3.3/3, dafür aber würde die Abwärme von 12 880 MW auf 6608 halbiert und der Wirkungsgrad der Energieerzeugung somit von 38,3% auf 68,5% steigen.

Variante	Standort	Sekundärenergie-system	Transportierte Leistung (MW)	Abs. Kosten (Mio. DM/a)	Spez. Kosten		Abwärme (MW)
					(DM/MWh)	(DPF/KWh)	
V 1	Norddeutscher Raum	Fernenergie	1772	122,1			944
		Elektr. Energie	7344	115,2			11040
			9116	237,3	5,94	0,59	11984
V 2	Rhein/Ruhr	Fernenergie	3544	99,7			1880
		Elektr. Energie	768	24,9			
	Rhein/Ruhr	Fernenergie	3544	115,8			1880
		Elektr. Energie	768	21,6			
	Rhein/Ruhr	Fernenergie	1772	58,0			944
		Elektr. Energie	384	22,3			
	Rhein/Ruhr	Fernenergie	3544	113,2			1880
		Elektr. Energie	768	19,2			
			15092	474,7	7,18	0,72	6608

Tab. 4.3.3/4 :

Vergleich der Energie-transportkosten für die Alternative A 2 aus Tab. 4.3.3/1, normiert auf  $7 \cdot 3000 \text{ MW}_{\text{th}}$  bereitgestellte Leistung.

Ein schwerpunktmäßiger Fernenergie-transport von dem Standort "Norddeutscher Raum" verlangt ein Rohrleitungssystem von 7 Doppelleitungen, da max. 1800 MW pro Leitungssystem transportiert werden können. Die 7 Doppelleitungen von diesem Standort aus verlegt, erfordern eine Investitionssumme von fast 1000 Mio DM, da eine Kostendegression im Parallelbau nicht angenommen werden kann. Daher wurde in dieser Variante für  $1 \times 3000 \text{ MW}_{\text{th}}$  mit nur einer

Doppelleitung der kombinierte Fernenergie-transport und für 6 x 3000 MW<sub>th</sub> der Stromtransport von dem Standort "Norddeutscher Raum" aus angenommen. Zwar geht die Abwärme um 10% gegenüber der reinen Stromabgabe zurück, doch steigen die gemittelten spezifischen Transportkosten um fast 60% von 3,77 DM/MWh in Tab. 4.3.3/3 auf 5,94 DM/MWh in Tab. 4.3.3/4.

Variante	Standort	Sekundärenergie- system	Transportierte Leistung (MW)	Abs. Kosten (Mio. DM/a)	Spez. Kosten		Abwärme (MW)
					(DM/MWh)	DPf/KWh	
V 1	Norddeut- scher Raum	Fernenergie	---	---	---	---	---
		Fernwärme	---	---	---	---	---
		Elektr. Energie	---	---	---	---	---
V 2	Rhein/Ruhr	Fernenergie	3544	99,7			
		Fernwärme	1736	77,9			
		Elektr. Energie	510	12,9			
	Rhein/Ruhr	Fernenergie	3544	115,8			
		Fernwärme	1736	105,6			
		Elektr. Energie	510	16,9			
	Rhein/Ruhr	Fernenergie	1772	58,0			
		Fernwärme	868	35,6			
		Elektr. Energie	255	20,4			
	Rhein/Ruhr	Fernenergie	3544	113,2			
		Fernwärme	1736	100,9			
		Elektr. Energie	510	23,6			
			20265	780,2	8,78	0,88	1330

Tab. 4.3.3/5 : Vergleich der Energie-transportkosten für die Alternative A 3 aus Tab. 4.3.3/1, normiert auf 7 \* 3000 MW<sub>th</sub> bereitgestellte Leistung. Variante V1 erscheint aus technischen Gründen nicht sinnvoll.

Die Zuführung der Abwärme als Fernwärme kann aus heutiger Sicht nur für Kernkraftwerke bis max. 70 km Entfernung vom Verbraucher praktiziert werden. Daher wurde diese Variante nicht für den Standort "Norddeutscher Raum" durchgerechnet. Welche der beiden Übertragungskombinationen der Tab. 4.3.3/5 und 4.3.3/6 zu bevorzugen ist, wird weder durch die geringe Abwärme noch durch die Differenz der gemittelten Transportkosten von 0,07 DM/MWh bestimmt, sondern hängt allein vom zukünftigen Verbraucherspektrum des zu versorgenden Verdichtungsgebietes ab. Außerdem geht diese Preisdifferenz in der Toleranzbreite der Ergebnissenauigkeit voll unter.

Variante	Standort	Sekundärenergie-system	Transportierte Leistung (MW)	Abs. Kosten (Mio. DM/a)	Spez. Kosten		Abwärme (MW)
					(DM/MWh)	(DPf/KWh)	
v 1	Norddeutscher Raum	Fernwärme	---	---	---	---	---
		Elektr. Energie	---	---	---	---	---
v 2	Rhein/Ruhr	Fernwärme	3480	149,6			
		Elektr. Energie	1920	14,2			
	Rhein/Ruhr	Fernwärme	3480	197,6			
		Elektr. Energie	1920	24,7			
	Rhein/Ruhr	Fernwärme	1740	110,2			
		Elektr. Energie	960	24,2			
	Rhein/Ruhr	Fernwärme	3480	189,6			
		Elektr. Energie	1920	22,9			
			18900	733,2	8,85	0,89	2100

Tab. 4.3.3/6 :

Vergleich der Energietransportkosten für die Alternative A 4 aus Tab. 4.3.3/1, normiert auf  $7 \cdot 3000 \text{ MW}_{\text{th}}$  bereitgestellte Leistung. Variante V1 erscheint aus technischen Gründen nicht sinnvoll.

Variante	Standort	Sekundärenergie-system	Transportierte Leistung (MW)	Abs. Kosten (Mio. DM/a)	Spez. Kosten		Abwärme (MW)
					(DM/MWh)	(DPf/KWh)	
v 1	Norddeutscher Raum	Wasserstoff	12600	72,4	1,29	0,13	
		Elektr. Energie	2800	92,2			
			15400	164,6	2,44	0,24	5600
v 2	Rhein/Ruhr	Wasserstoff	3600	12,8			
		Elektr. Energie	800	25,3			
	Rhein/Ruhr	Wasserstoff	3600	15,3			
		Elektr. Energie	800	22,0			
	Rhein/Ruhr	Wasserstoff	1800	9,7			
		Elektr. Energie	400	22,7			
	Rhein/Ruhr	Wasserstoff	3600	14,9			
		Elektr. Energie	800	19,6			
			15400	142,3	2,11	0,21	5600

Tab. 4.3.3/7 :

Vergleich der Energietransportkosten für die Alternative A 5 aus Tab. 4.3.3/1, normiert auf  $7 \cdot 3000 \text{ MW}_{\text{th}}$  bereitgestellte Leistung.

Aufgrund der jahrzehntelangen Erfahrungen der chemischen Industrie ist der Energietransport über ein Wasserstoffverteilungsnetz als sicher zu bezeichnen /4.2.2-1/. Zwar hat der Wasserstoff mit  $2580 \text{ Kcal/Nm}^3$  nur 30% des Heizwertes von Methan, doch fällt hier der oben beschriebene Aufwand des Rohstoffträgers aus. Unter Beachtung der in Abschn. 2.3 aufgezeigten Möglichkeit, große Energiemengen über weite Strecken durch Rohre zu transportieren, erscheint somit die Erzeugung von Wasserstoff im "Norddeutschen Raum" von der Energietransportseite her gesehen als sinnvoll. Zum Transport der in diesem Fall bereitgestellten Leistung von 12 600 MW, s. Tab. 4.3.3/7, wird ein Rohr von etwa 1400 mm Durchmesser benötigt /4.2.2-1/. Rohre von diesem Durchmesser können nach heutigem Verfahren großtechnisch ohne Schweißnaht hergestellt werden.

Daher wurde Wasserstoff als Sekundärenergieträger in der Alternative A5 berücksichtigt. Das Rechenergebnis enthält Tab. 4.3.3/7. Entsprechend der technisch möglichen Energiespreizung nach Tab. 4.3.3/2 stellt er die sinnvollste Transportart zur optimalen Auslastung des Nuklearkarks dar. Die spez. Transportkosten von 1,29 DM/MWh sind nur 30% der benötigten Kosten bei ausschließlichen Stromtransport, der bis jetzt die kostenoptimalste Transportart war. Berücksichtigt man außerdem, daß durch eine Senkung der Abwärme um 50% der Wirkungsgrad der Energieerzeugungsanlage sich von 38% auf etwa 74% verdoppelt, so erlaubt dieser Sekundärenergieträger Nuklearkarks mit optimaler Energieausnutzung und großen Entfernungen zu den Verbraucherschwerpunkten.

Wie der Vergleich der Energietransportkosten der 4 Einzelstandorte rund um den Verdichtungsraum Rhein/Ruhr zeigt, liegen auch hier die gemittelten spez. Kosten des Sekundärenergiesystems "Elektrische Energie" und des Sekundärenergiesystems "Wasserstoff" mit 2,11 DM/MWh aus Tab. 4.3.3/3 bei ausschließlichem Stromtransport. Somit kristallisiert sich der "Norddeutsche Raum" als Standort mit einem Nuklearkark bei nur 15% höheren Transportkosten trotz vierfacher Entfernung gegenüber den betrachteten Einzelstandorten

durch Kombination der Sekundärenergiesysteme "Elektrische Energie" und "Wasserstoff" als betriebswirtschaftlich sinnvoller Standort heraus.

#### 4.2.3 Nukleartransporte

Der jährliche Durchsatz der kommerziellen Wiederaufarbeitungsanlage zur Entsorgung von 30 000 MWe HTR-Leistung beträgt nach Tab. 3.1.1/2

- ca. 225 to Kernbrennstoff und Spaltprodukte und
- ca. 2850 to Hüll- und Strukturmaterial.

Die Kapazität der einzelnen Verfahrensstufen dieser Anlage einschließlich einer sich anschließenden Refabrikation ist so dimensioniert, daß dieser jährliche Durchsatz in 200 Betriebstagen verarbeitet werden kann. Das ist eine Forderung, die gewährleistet, daß die Summe der Ausfallzeiten aller hintereinander geschalteten Prozesse 5 Monate erreichen kann. Die tägliche Durchsatzmenge wäre somit 1,13 to SM bzw. 15,4 to SM, Hüll- und Strukturmaterial, die auch von den Entladestationen, den sogenannten Head-End-Köpfen, erreicht werden muß.

Geht man davon aus, daß sich die Abfertigungszeit eines hier gewählten TN 12 Behälters mit ungefähr 6 to Inhalt (Kernbrennstoff, Spaltprodukten, Hüll- und Strukturmaterialien) entsprechend dem Balkendiagramm 4.2.3/1 wie folgt zusammensetzt /2.1.1.-2/:

- 12 Stunden Entladung,
- 72 Stunden Dekontamination und
- 12 Stunden Beladung,

so werden von einem Head-End-Kopf in 4 Tagen 6 to Durchsatzmaterial aufgenommen und in das sich anschließende Brennelement-

zwischenlager weitergeleitet. Um in 200 Betriebstagen den oben geforderten täglichen Schnitt von 15,4 to zu erreichen, müssen gleichzeitig 10 dieser Stationen in Betrieb sein. Das setzt aber voraus, daß insgesamt 12 Stationen installiert sind, um notfalls defekte Anlagen zu ersetzen oder aber Warteschlangen, verursacht durch längere Ausfallzeiten, möglichst schnell abzubauen.

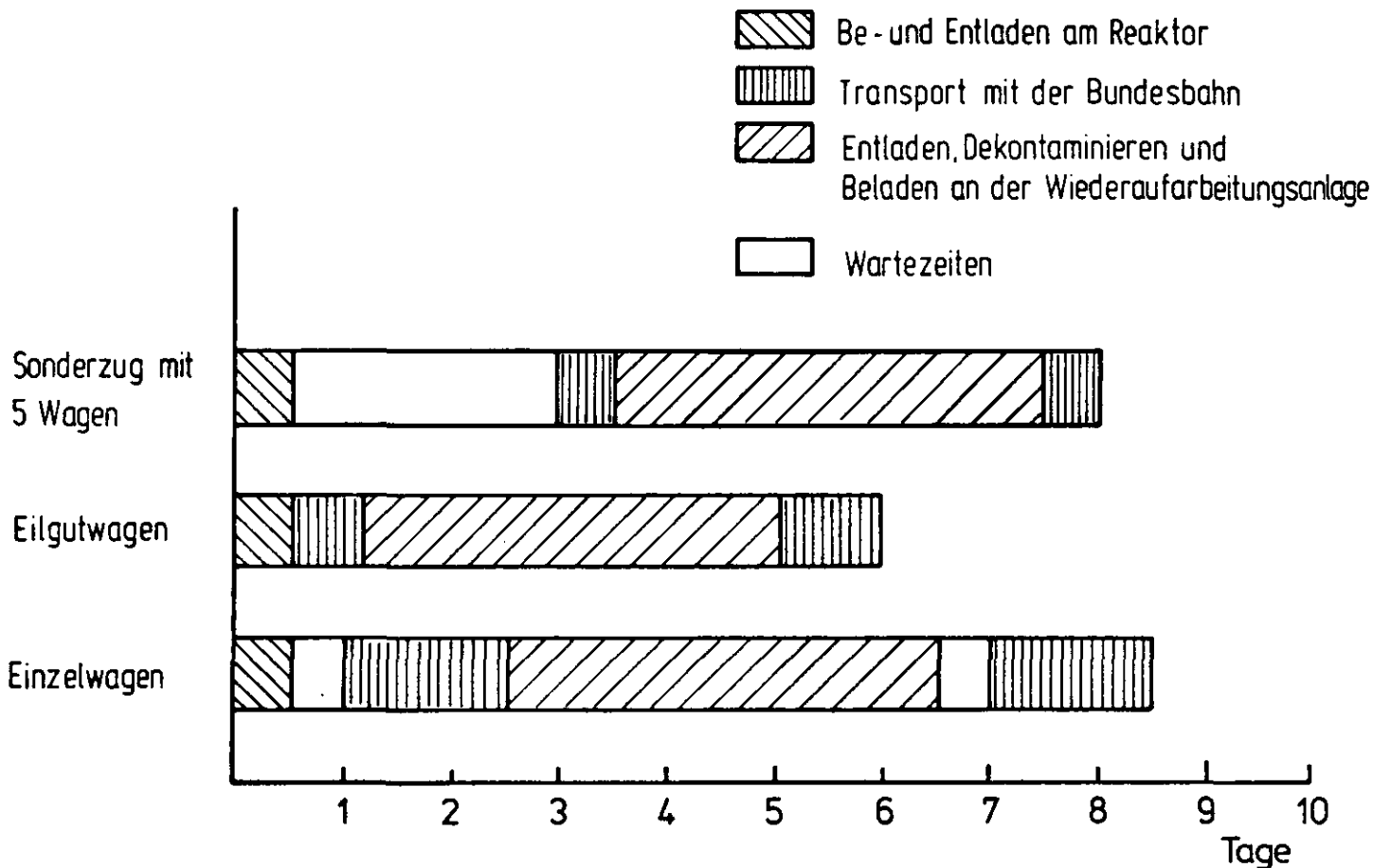


Abb. 4.2.3 /1 Balkendiagramm zur Bestimmung der Umlaufhäufigkeit eines TN 12 Behälters

Somit können beim normalen Betriebsverlauf 10 Spezialwaggons mit je einem TN 12 Behälter gleichzeitig abgefertigt werden. Um die gesamte Transportkapazität abzuschätzen, die benötigt wird, um einerseits eine Großanlage von 225 jato SM voll zu beliefern, andererseits aber die entsprechende Reaktorkapazität von etwa 30 000 MWe zu entsorgen, muß die Umlaufzeit eines TN 12 Behälters ermittelt werden. Zwei Transportvarianten werden dazu alternativ behandelt:

1. Transport eines TN 12 Behälters als Einzelwagen,
2. Zusammenfassung von 5 TN 12 Behältern zu einem Sonderzug.

Die Anzahl von 5 Behältern wird bestimmt durch:

- die Anzahl der Head-End Köpfe im Normalbetrieb, somit können immer 2 Sonderzüge gleichzeitig abgefertigt werden und
- durch Minimierung der Wartezeit am Reaktor, wo angenommen wird, daß nur eine Be- bzw. Entladestation vorhanden ist.

Der gesamte Umlauf eines Transportbehälters setzt sich aus folgenden Phasen zusammen, wie Abb. 4.3.3/1 im Rahmen eines Balkendiagramms zeigt:

1. Entladen der refabrizierten Brennelemente am Kernkraftwerk und Beladen mit abgebrannten Brennelementen; Dauer etwa 12 Stunden bei Variante 1 und Variante 2.
2. 12 Stunden mittlere Wartezeit bis zum Anschluß an den nächsten Güterfernzug bei Variante 1; 4x12 Std. Verweilzeit der restlichen 4 Waggon bei nur einer Verladestelle am Kernkraftwerk der Variante 2.
3. 36 Stunden Transportzeit auf der Bundesbahn bei einer mittleren Entfernung von etwa 530 Bahnkilometer als Einzelwagen in der Variante 1. 12 Stunden Transport als Sonderzug in der Variante 2.
4. 96 Stunden Entladen, Dekontamination und Beladen an der Wiederaufarbeitungsanlage für beide Varianten.
5. 12 Stunden mittlere Wartezeit bis zum Anschluß an den nächsten Güterfernzug bei Variante 1.
6. Analoge Transportzeiten für den Rücktransport wie unter Punkt 3.



Wie aus dem Balkendiagramm der Abb. 4.3.3/1 hervorgeht, erreicht die Variante 1 eine Umlaufzeit von etwa 8,5 Tagen, Variante 2 von 7,5 Tagen. Berücksichtigt man, daß die Transportbehälter einschließlich ihrer Spezialwagen nur 60% der Zeit zur Verfügung stehen, der Rest für Wartung, Reparaturen und zur Anpassung an neue Sicherheitsvorschriften benötigt wird, so beträgt die realistische Umlaufzeit für beide Varianten ungefähr 2 Wochen.

Damit hier eine ungefähre Vorstellung der benötigten Transportkapazität gewonnen werden kann, reicht die Annahme, daß ein HTR mit einer Leistung von 1160 MWe einen mittleren, jährlichen Ausstoß von etwa 8,65 to Kernbrennstoff und Spaltprodukten und ungefähr 110 to Hüll- und Strukturmaterialien hat. Somit müssen vom Reaktor jährlich 117 to abgebrannte Brennelemente transportiert werden, die ungefähr 20 Transportbehälter bzw. 4 Sonderzüge beanspruchen, wobei auch hier in Übereinstimmung mit der obigen Forderung der optimalen Auslastung der Head-End-Köpfe der Großanlage 5 Wagen einen optimalen Sonderzug ergeben. Die Nettolast dieses Zuges mit etwa 700 to liegt sogar um 30% höher als die Nettolast eines Durchschnittsgüterzuges der Deutschen Bundesbahn.

Damit alle Transporte abgebrannter Brennelemente kontinuierlich übers Jahr verteilt durchgeführt werden können, müssen folgende Prämissen gelten:

- 1.) Die abgebrannten Brennelemente können auch nach der Abklingzeit von 150-180 Tagen weiterhin im Brennelementlager des Kernkraftwerkes verbleiben und müssen nicht bis zum nächsten Brennelementwechsel abtransportiert werden. Das setzt voraus, daß ca. 140% einer Coreladung vom Brennelementlager des Reaktorcores aufgenommen werden können.

Wird diese Prämisse nicht erfüllt und werden im ungünstigsten Fall alle Reaktoren fast gleichzeitig im Sommer abgeschaltet, tritt ein Spitzenbedarf an Transportkapazität etwa 6 Monate später auf und dauert längstens 4-5 Monate bis zur nächsten Abschaltpause.

- 2.) Neben dem in Punkt 1 bedingten technologischen Spitzenbedarf soll hier keine gesetzlich bedingte Bereitstellung von Zusatzkapazität durch eine Transportpflicht, wie sie zur Zeit für die Bundesbahn und die Bundespost herrscht, angenommen werden.
- 3.) Zur optimalen Auslastung bestehender Transportkapazitäten müssen Leertransporte vermieden werden; das setzt voraus, daß die refabrizierten Brennelemente am Reaktor aus den Transportbehältern entladen werden können, obwohl die abgebrannten Brennelemente der vorausgegangenen Brennelementwechselcharge noch nicht abtransportiert wurden.
- 4.) Auch bei einem mehrmonatigen Betriebsunfall der Großanlage erlaubt die Kapazität des Eingangspufferlagers den Antransport weiterer abgebrannter Brennelemente.
- 5.) Bei noch nicht geschlossenem Brennstoffkreislauf existiert am Ort der später zu bauenden Wiederaufarbeitungsanlage ein Brennelementlager, in dem alle abgebrannten Brennelemente zwischengelagert werden können. Ein kurzfristiger Abbau von Halden abgebrannter Brennelemente an den Reaktorstandorten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Großanlage und die damit notwendige Bereitstellung von zusätzlichen Transportbehältern findet nicht statt.

Sind alle Prämissen gültig, können die Transporte während 360 Tage durchgeführt werden. Die Anzahl der Umläufe pro Zug und Wagen beträgt somit bei der ermittelten Umlaufdauer von 14 Tagen 25 Einsätze. Da mit 4 Umläufen ein Sonderzug von 5 Wagen einen 1160 MWe Reaktor entsorgen kann, werden im Jahre 2000 zur Entsorgung der 26 prognostizierten Reaktoren 20 Wagen bzw. 4 Sonderzüge konstant benötigt. Die größte Behälternachfrage besteht allerdings, wenn aus technologischen Gründen alle abgebrannten Brennelemente in ca. 4 Monaten vom Reaktor abtransportiert werden müssen. Der Bedarf wäre dann um den Faktor 3 höher, 60 Transportbehälter müßten bereitgestellt werden.

Da man davon ausgehen kann, daß zukünftige Nukleartransporte in absehbarer Zeit nur bewacht durchgeführt werden dürfen, muß mit einem Anwachsen des Transportpersonals gerechnet werden, das voll zu Lasten der Reaktorbetreiber geht, zumal die Bundesbahn kein zusätzliches Begleitpersonal zur Verfügung stellt. Da man davon ausgehen kann, daß zur Bewachung eines Sonderzuges von 5 Waggons nicht mehr Personal bereitgestellt werden muß als zur Bewachung eines Einzelwaggons, spricht schon die Minimierung des Personalbestandes für die Durchführung der Transporte in Sonderzügen. Nicht zuletzt führen auch Maßnahmen zur Minimierung der Gefahr von Zusammenstößen zu dieser Transportart.

Beim Betrieb der Deutschen Bundesbahn ereigneten sich im letzten Jahrzehnt jährlich durchschnittlich etwa 2000 Unfälle / 2.1.1-2 /. Ein Drittel dieser Unfälle betrifft Entgleisungen und Zusammenstöße, von denen wiederum ein Zehntel auf freien Strecken passierte. Die meisten Entgleisungen und Zusammenstöße ereigneten sich im Rangierbetrieb auf Bahnhöfen, eine Tatsache, die für die Durchführung der Kernbrennstofftransporte möglichst in Sonderzügen spricht. Etwa ein Viertel der Unfälle des Jahres 1970 entfielen auf Zusammenstöße mit Straßenfahrzeugen, wobei sich der Anteil dieser Unfälle im letzten Jahrzehnt etwa verdoppelt hat. Da die Baupläne der Bundesbahn vorsehen, daß die Hauptstrecken kreuzungsfrei werden, wird diese Unfallart für die hier interessierenden Transporte, die bevorzugt über diese Strecken geführt werden, bald ausgeschaltet sein.

Im Jahre 1970 wurden von der Deutschen Bundesbahn 615 Mio Zugkilometer erbracht, woraus sich eine Unfallwahrscheinlichkeit von 360 Unfällen je 100 Mio km Zugkilometer errechnet.

Für unsere Betrachtungen ist jedoch nur die Hälfte dieser Unfälle relevant, da etwa 40% aller Bahnbetriebsunfälle zu keinem Sachschaden führten, sondern zu Personenschäden, die meistens durch Unvorsichtigkeit der einzelnen Betroffenen hervorgerufen wurden. Für die statistische Bewertung der Transportsicherheit der Bundesbahn für Kernbrennstoffe sind im wesentlichen die Unfälle, die sich auf freier Strecke ereignet haben, interessant.

Hierfür ergibt sich eine Unfallhäufigkeit von ca. 100 Unfällen je 100 Mio Zugkilometer. Bei einem Abtransport aller Brennelemente in Sonderzügen ergeben sich im Jahre 2000 100.000 Zugkilometer für die Entsorgung aller dann in Betrieb befindlichen HTR. Hieraus ergibt sich dann ein statistischer Erwartungswert

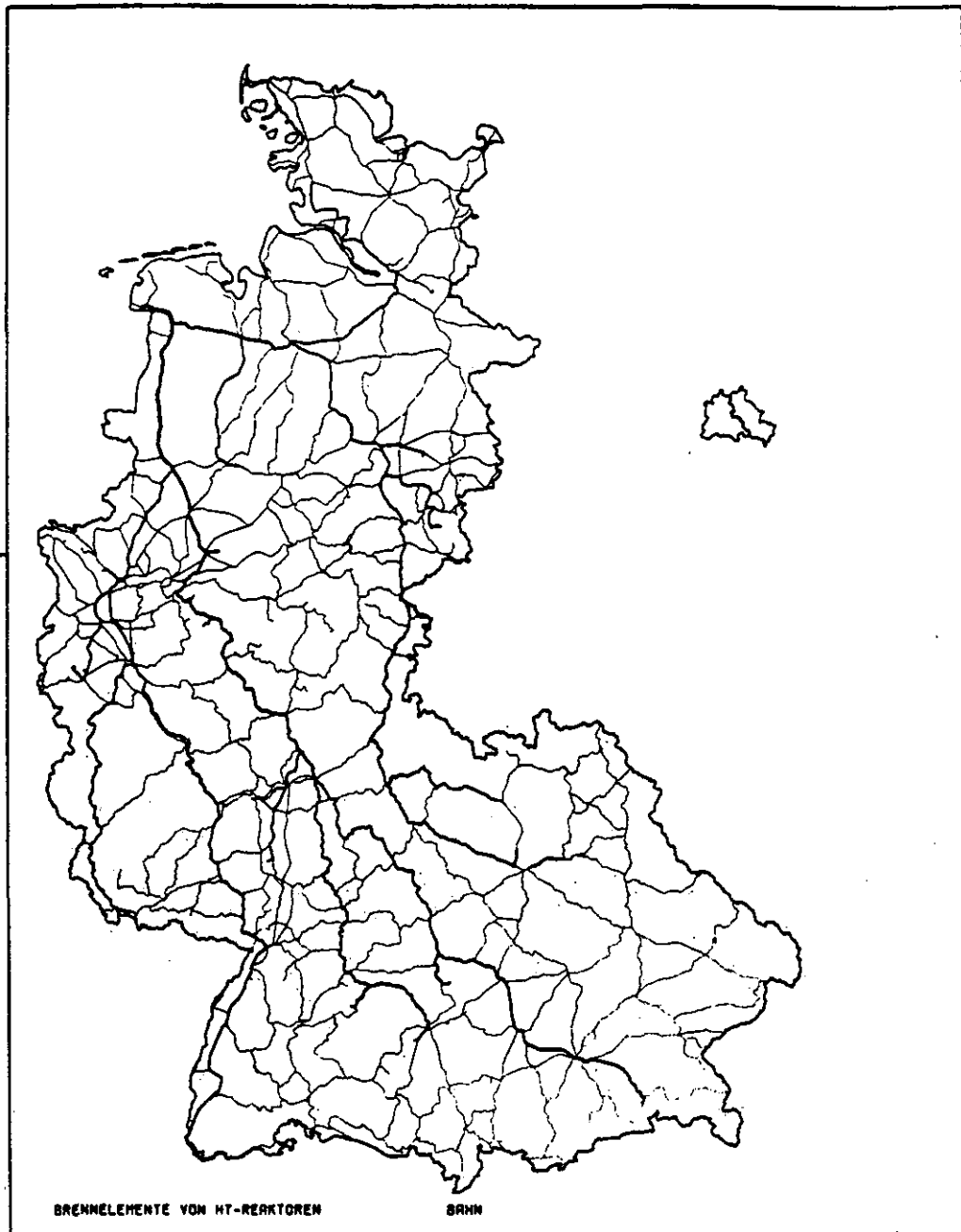


Abb. 4.3.3/2: Bahntransport der abgebrannten BE von den angenommenen HTR-Standorten zu einer Wiederaufarbeitungsanlage (Computerdarstellung)

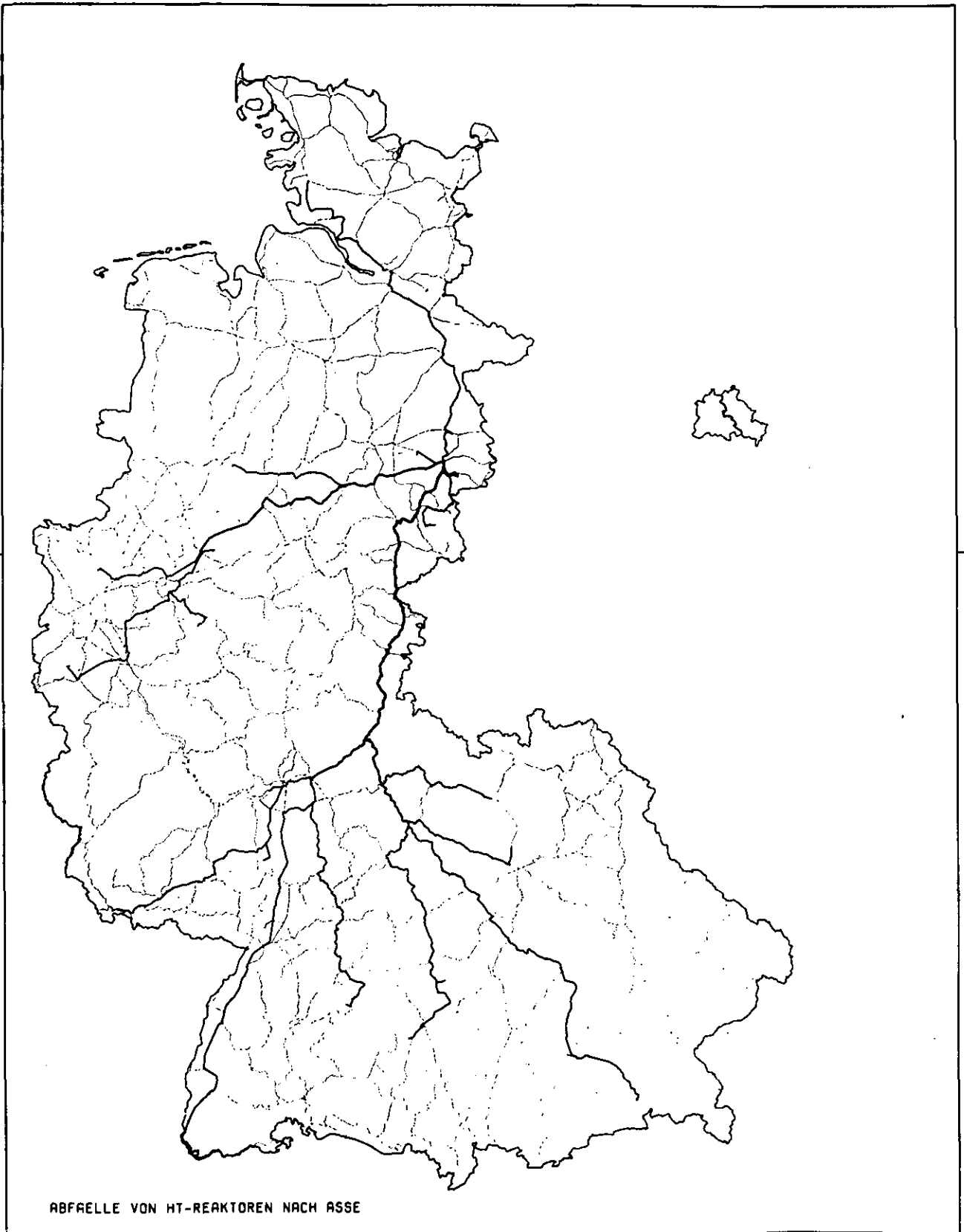


Abb. 4.3.3/3: Bahntransport der Betriebsabfälle von den angenommenen HTR-Standorten nach Asse (Computerdarstellung)

von einem sicherheitstechnisch relevanten Zugunfall in etwa 10 Jahren. Die Unfallerwartung für routinemäßig abgewinkelte Sonderzüge mit Kernbrennstoffen kann somit um eine Größenordnung niedriger angesetzt werden als der Erwartungswert bei Sondertransporten auf der Straße, wo nach /2.1.1-2/ bei reinem Brennelementtransport in 35 to Behälter ca. 2 Mio Fahrzeugkilometer erforderlich sind, aus denen sich ein statistischer Erwartungswert von 3 "schweren" Unfällen pro Jahr ergeben.

Diese Zahlen besagen selbstverständlich nichts über die möglichen Auswirkungen eines solchen Unfalles verursacht durch einen Sonderzug, der gegenüber einem Straßentransport die etwa 30- bis 50-fache Frachtmenge bei etwa der doppelten Transportgeschwindigkeit beinhaltet.

Unter Verwendung des in Abschnitt 2.2 vorgestellten Transportprogramms zur Minimierung der Transportkilometer beim Brennelementtransport zu dem für die Wiederaufarbeitungsanlage angenommenen Standort im "Norddeutschen Raum" wurde Abb. 4.3.3/2 erstellt. Die Strichstärke der benutzten Strecken ist proportional der Streckenlast, daher die kontinuierliche Strichverstärkung in Richtung der Wiederaufarbeitungsanlage.

Die mittlere Transportentfernung aller HTR zu diesem Standort beträgt 530 km. Der letzte Streckenabschnitt zur Wiederaufarbeitung wird mit 520 Transporten pro Fahrtrichtung und Jahr belastet und ist daher in Abb. 4.3.3/2 mit der dicksten Strichstärke -gleich 100 % der Belastung- gezeichnet. Diese 1040 Brennelementtransporte machen nach heutigen Verhältnissen bei 20 Mio Fahrzeugbereitstellungen pro Jahr etwa 1/20 % des Transportaufkommens der Bundesbahn aus. Trotzdem beläuft sich allein zum Transport der abgebrannten Brennelement, d.h. ohne Betriebswastetransporte von den Reaktoren nach ASSE, die jährliche Transportleistung auf etwa 66 Mio tokm.

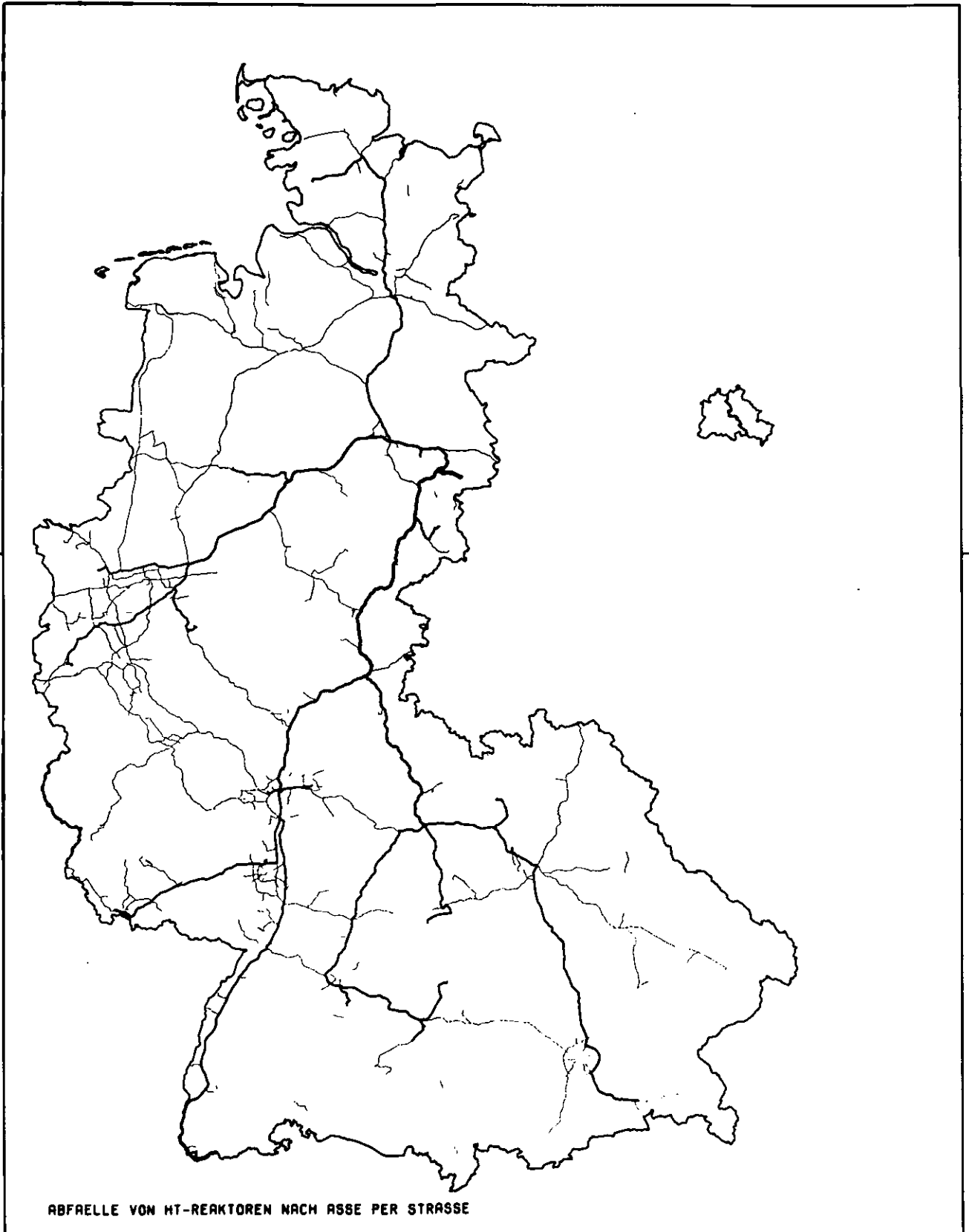


Abb. 4.3.3/4: Straßentransport der Betriebsabfälle von den angenommenen HTR-Standorten nach Asse (Computerdarstellung)

Die Computer-Abb. 4.4.3/3 zeigt den Bahntransport und die Computer-Abb. 4.3.3/4 den Straßentransport der Betriebsabfälle von den HTR-Standorten nach ASSE. Die entsprechenden Rechenläufe wurden unter dem Optimierungskriterium "Kürzeste Wegstrecken von Absender zum Empfänger" durchgeführt. Daher werden hier die Verdichtungsräume durchfahren und keine Streckenführung in dünn besiedelten Gebieten ausgesucht.

Bei den Transporten für Betriebsabfälle wurde davon ausgegangen /4.4.3- 1 / , daß pro 1160 MWe HTR etwa 815 t bzw. 356 m<sup>3</sup> schwach- und mittelaktiver Betriebswerte jährlich anfallen, wobei der mittelaktive Waste nur 1% ausmacht. Bei einer Anzahl von etwa 40 Schienentransporte bzw. 50 Straßentransporte pro Reaktor und Jahr, ergeben sich ungefähr 1000 bis 1200 Betriebswastetransporte mit zusammen 21000 t Abfälle , die in Asse ankommen. Auch diese Anzahl stellt keine nennenswerte Belastung des normalen Transportverkehrs dar.

#### 4.2.4 Maßstab der potentiell betroffenen Bevölkerung

In der Standortdiskussion spielt die Bevölkerungsverteilung der benachbarten Region eine ausschlaggebende Rolle. Immer stärker hat die Anzahl der benachbarten Wohnbevölkerung wegen der Folgen von hypothetischen Störfällen Einfluß auf die Sicherheitsauflagen. Trotzdem werden im Rahmen dieser Arbeit weder Störfallanalysen gemacht noch wird ihre räumlichen Auswirkungen auf benachbarte Gebiete und ihre Bewohner untersucht. Wie die Standortdiskussion um das Kernkraftwerk der "Badischen Anilin und Soda Fabrik (BASF)" gezeigt hat / 4.2.4-1 / , bestimmte gerade die Anzahl der benachbarten Bevölkerung den Grad der Sicherheitsauflagen. Nicht etwa, daß Kernkraftwerke an Standorten geringer Bevölkerungsdichten ein größeres Gefährdungspotential durch niedrige Sicherheitsauflagen darstellen, sondern daß Kernkraftwerke an Standorten hoher Bevölkerungsdichten, wie z.B. der Standort "BASF", mit noch weiteren Sicherheitsauflagen so behaftet werden, daß für alle



Standort-Nr.	Verdichtungsraum	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
7	Rhein/Ruhr	20413	53415	165321	268462	331420	520710	579021	816134	948015	814138
		20413	78933	244355	512317	894238	1442249	1903269	2809403	3757438	4571556
42	Freiburg	13973	51223	53397	78801	46487	43598	44540	62795	120470	95773
		13973	65232	120396	199945	246473	290072	334612	497493	517878	613651
46	Rhein/Neckar	63249	265693	323646	311259	299911	293935	311023	325137	339576	510539
		63249	333963	657301	958644	1259555	1552490	1863513	2184659	2528226	3038765
47	Braunschweig	15943	26029	99477	88033	69397	89350	95486	148410	222532	285363
		15943	41978	122456	210540	278938	364783	450275	603594	831226	1116570
49	Rhein/Ruhr	11972	70442	131126	168289	250539	317184	466236	580473	791084	951777
		11972	92613	312361	361231	611771	923955	1395192	1973665	2766749	3718526
50	Stuttgart	38254	134337	233334	355703	428103	459302	441322	382066	313629	309460
		38254	172681	403305	761309	1189732	1649904	2081326	2463392	2777021	3086481
51	Nürnberg	53691	64127	43197	43191	54817	100095	106026	210626	239469	287291
		53691	117739	163306	204093	259916	359011	465018	675444	844713	1172295
52	München	42362	53754	32163	49537	53509	53984	63192	106830	195494	315813
		42362	96113	128763	177738	231306	295190	358383	465213	600798	976521
53	Rhein/Main	70905	196653	456413	663413	609614	430893	333155	267636	321775	394470
		70905	267669	723783	1307195	1996039	2427702	2760957	3023463	3300233	3744708
54	Saar	31947	129633	211169	293049	132162	136373	127955	81197	66152	94579
		31947	282358	493716	656769	828931	965305	1093260	1174457	1240509	1335198
56	Stuttgart	12264	53657	67594	13925	104086	115414	172514	246544	220461	210508
		12264	65932	133316	217862	322728	438342	410857	457401	1077363	1238371
57	Osnabrück	29360	116731	131164	29612	109449	153037	267663	365629	336490	400199
		29360	146131	217797	376714	486344	641391	909554	1274683	1611163	2011362
58	Hamburg	24213	20367	23023	33765	32501	40650	70937	111906	105532	130814
		24213	44559	72507	196351	138952	179503	250440	362366	467379	590623
59	Stuttgart	15911	44691	137761	119527	90940	86394	113724	145290	241117	348633
		15911	55651	133733	312277	393338	479632	593357	730647	999764	1348198
62	Stuttgart	17696	13493	33337	55621	69162	103584	115180	137517	198390	218678
		17696	17697	63179	123917	192986	301571	417721	555239	735129	973767
75	Rhein/Main	73933	177367	299373	478723	452351	394218	336746	316379	230736	333938
		73933	253739	563733	1011799	1434169	1878157	2265112	2581991	2842727	3196665
55	Hannover	45293	51608	99339	153493	342920	345555	371272	456030	306391	223311
		45293	96886	195394	379336	722307	1067862	1429134	1895164	2202155	2425466
4	Nürnberg	36344	93927	232353	338010	229227	134161	139394	142080	137358	135033
		36344	170272	610312	738527	967854	1102016	1241410	1383490	1521348	1656381
20	Rhein/Ruhr	25179	107951	150461	133960	213539	317314	443366	591242	559931	663339
		25179	133131	233083	427553	651063	968377	1411744	2002984	2558917	3222256
35	Rhein/Ruhr	81346	180557	567396	316328	678112	852647	1112082	1013778	966643	958088
		81346	261899	829194	1644425	3322537	3175184	4287246	5301024	6257667	7226515

Tab. 4.2.4/1: Wohnbevölkerung in der Nachbarschaft der vorgegebenen HTR-Standorte (Computer-Tabelle; Vollkreise)

Standorte ein gleiches kollektives Risiko eingehalten wird. Dieses kollektive Risiko wird definiert als Produkt des noch bestehenden Restrisikos eines Kernkraftwerkes mit der Anzahl der potentiell betroffenen Bevölkerung.

In diesem Abschnitt soll weder auf die geringe Wahrscheinlichkeit, mit der Störfälle eintreten können, noch auf Art und räumliche Auswirkungen dieser Störfälle eingegangen werden, sondern es soll lediglich die Bevölkerungsstruktur in der Nachbarschaft der 21 angenommenen HTR-Standorte untereinander und mit der mittleren Bevölkerungsverteilung der Bundesrepublik verglichen werden. Gesondert wird dabei die Hauptwindrichtung beachtet, da bei einer störfallbedingten radioaktiven Freisetzung die Wohnbevölkerung in ihrer Einflußschneise mit einer höheren Wahrscheinlichkeit gefährdet wird als der Teil der Bevölkerung, der nur tangiert wird. Da außerdem die Anlieger der Bundesbahnstrecken, die zukünftig von nuklearen Transporten stark frequentiert werden, zu dem potentiell gefährdeten Personenkreis gehört, wird in diesem Abschnitt die kummulierte Bevölkerung entlang den Verbindungsstrecken der HTR-Standorte mit dem Nuklearen Entsorgungspark in einer vorgegebenen Bandbreite abgeschätzt.

Mit einer modifizierten Gaußverteilung wird die Bevölkerung von 22 000 Gemeinden so über die Fläche abgebaut, daß eine homogene Aussage über das gesamte Gebiet der Bundesrepublik gemacht werden kann. So entsteht ein Bevölkerungskataster, das entsprechend des Gebietsstandes von 1970 statt der 22 000 Ausgangsstützstellen, für jeden Quadratkilometer einen normierten Wert beinhaltet, der die Bevölkerungsdichte dieser Flächeneinheit darstellt. Die dreidimensionale Darstellung dieser regional verankerten Werte zeigt Abb. 4.2.4/1. Mit Hilfe dieses Bevölkerungskatasters wird am Beispiel der vorgegebenen HTR-Standorte die benachbarte Bevölkerung als Funktion der Entfernung in Tab. 4.2.4/1 ermittelt, indem um jeden Standort 10 Kreise unterschiedlicher Durchmesser geschlagen werden und die so erfaßte Wohnbevölkerung kumuliert und pro Kreisring vom Rechner ausgedruckt wird. Aus Tab. 4.2.4/1 erkennt man, daß die Gruppe der Standorte rund um

BEVÖLKERUNG

WINKEL VON 30.0 BIS 60.0 GRAD  
BEVÖLKERUNGSVERTEILUNG

Standort Verdichtungs-		ENTFERNUNG									
Nr.	raum	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
7	Rhein/Ruhr	625	2751	12335	14930	27238	25760	69016	199145	278731	258367
		625	3376	15712	30643	57881	83641	152658	351803	630534	888902
46	Rhein/Neckar	4840	7487	12574	27058	22710	21816	26810	41854	35120	41743
		4840	12327	24901	51960	74670	96487	123297	165151	200272	242015
47	Braunschweig	841	2728	21159	15298	4854	1040	941	2304	5163	8760
		841	3569	24728	39936	44740	45781	46723	49027	54190	62951
49	Rhein/Ruhr	1318	6090	5813	4912	11644	13992	27592	11947	8312	17469
		1318	7409	13222	18135	29780	43772	71365	83312	91624	109093
53	Rhein/Main	7717	25049	77503	109492	117438	49069	27374	24431	22944	21220
		7717	32767	110271	219763	337172	386241	413616	438047	460992	482212
54	Saar	8008	7821	23570	42029	35535	27621	22712	16695	15480	19305
		8008	15830	39401	81430	116965	144587	167299	183995	199476	218861
57	Osnabrück	1532	1086	5370	4745	3931	6314	10927	12339	6733	5636
		1532	2617	7987	12733	16684	22978	33905	46245	52978	58615
58	Hamburg	927	862	2675	3047	1386	2745	4026	5960	13173	30412
		927	1793	4465	7513	8899	11645	15671	21632	34806	65218
75	Rhein/Main	3077	4940	12383	18610	16691	8478	13629	13874	8199	12316
		3077	8018	29022	38622	55314	63792	77422	91297	99496	111813
20	Rhein/Ruhr	2095	4593	9630	10853	13300	20130	34556	43297	36151	51041
		2095	6689	16319	27173	40473	60604	95160	138458	174609	225651
35	Rhein/Ruhr	3905	1867	4674	22530	20334	10478	12296	20946	10656	28431
		3905	5772	10447	32977	53311	71790	84387	105033	115689	144121
55	Hannover	6823	5002	3245	4257	4441	13946	25995	24322	8596	4446
		6823	11824	15069	19327	23769	37716	63711	88034	96630	101076

Tab. 4.2.4/2: Wohnbevölkerung in der Nachbarschaft der vorgegebenen HTR-Standorte (Computer-Tabelle; Kreissektoren  $\pm 15^\circ$  in Hauptwindrichtung Nord-Osten)

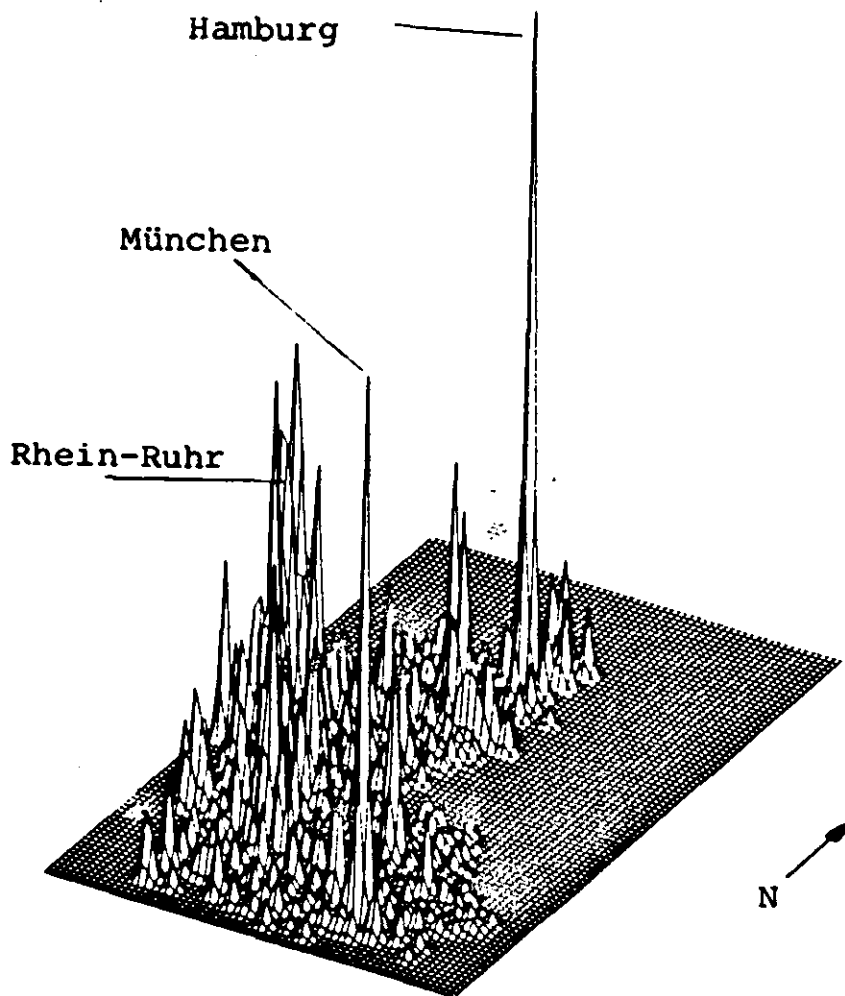


Abb. 4.2.4/1: Bevölkerungsverteilung der BRD  
( Computerdarstellung )

das Rhein-Ruhr Gebiet, wie z.B. Standortnummer "49" mit 3,7 Mio und Nummer "7" mit 4,6 Mio Einwohnern in einer Nachbarschaft von 50 km sich nicht so sehr von südlicher gelegenen Standorten, wie Standort Nummer "35" mit 3,1 und Standort Nummer "62" mit 3,0 Mio Einwohnern unterscheiden, sofern man von Standort "Rhein/Ruhr" absieht. Die Einwohnerzahlen grenznaher Standorte, z.B. Standort "Freiburg", spiegeln in der Tab. 4.2.4/1 nicht die wirklichen Verhältnisse wieder, da die Bevölkerung benachbarter Länder nicht erfaßt wurde.

WINKEL VON 345.0 BIS 375.0 GRAD  
BEVÖLKERUNGSVERTEILUNG

DATENTYP 2000170 REVÖLKERUNG

Standort Nr.	Verdichtungs- raum	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
42	Freiburg	1855 1855	1636 3492	4996 8488	6151 14639	8443 23083	11060 34144	12358 46502	7379 53881	5980 59861	1264 61126
50	Stuttgart	3838 3838	9924 13775	10456 24232	11612 35835	7002 42837	6311 49149	10118 59268	13966 73235	21167 94402	23574 117977
51	Nürnberg	8941 8941	9846 18788	4223 23112	1861 24873	1870 26744	3137 29881	5764 35646	5491 41137	5368 46505	13081 59587
52	München	1278 1278	1951 3229	2824 6054	5730 11784	5444 17228	8494 25723	5102 32826	17409 48235	9905 58140	5901 64042
56	Stuttgart	487 487	1478 1966	1723 3690	1133 4823	2723 7547	4214 11762	5622 17384	16386 33771	15325 49096	10220 59316
59	Stuttgart	1513 1513	2698 4211	14182 18393	13680 32074	10496 42570	4544 47104	9150 56255	15689 71944	12882 84926	8459 93286
62	Stuttgart	745 745	771 1516	2810 4327	6780 11107	5104 16212	5694 21906	5337 27243	8470 35714	8160 43875	12491 56366
4	Nürnberg	12625 12625	5526 17651	5953 23604	6947 30551	10282 40834	7016 47850	10906 58757	9652 68409	8133 76542	5926 82468

Tab. 4.2.4/3: Wohnbevölkerung in der Nachbarschaft der vorgegebenen HTR-Standorte (Computer-Tabelle; Kreissektoren  $\pm 150^\circ$  in Hauptwindrichtung Osten)

Kumulierte Bevölkerung:	R A D I U S (km)					
	5	10	15	20	30	50
- Vollkreis	19000	77000	173000	307000	692000	1900000
- 30°-Sektor	1600	6400	14500	25600	57600	160000

Tab. 4.2.4/4: Kumulierte Bevölkerung für Vollkreise und Kreissektoren auf der Basis von 245 Einwohnern/km<sup>2</sup>

Da für viele Aussagen zur Analyse nachbarschaftlicher Beeinflussung oft nur eine ausgezeichnete Himmelsrichtung in Frage kommt, werden hier am Beispiel der in Abb. 4.2.4/2 eingetragenen Windrichtung die Standorte in zwei Gruppen eingeteilt. Nördlich der Linie Karlsruhe-Würzburg wird mit einer Hauptwindrichtung "Nord-Osten" und südlich dieser Trennungslinie mit einer Hauptwindrichtung "Osten" gerechnet. Die Tab. 4.2.4/2 und 4.2.4/3 geben für beide Gruppen die erfaßte Bevölkerung in einem Winkelbereich von  $\pm 15^\circ$  um die Hauptwindrichtung an. Ein Vergleich der Tab. 4.2.4/1 bis 4.2.4/3 mit der Basistabelle 4.2.4/4 zeigt, daß von den 21 angenommenen, in der Masse verbraucher- und somit verdichtungsraumnaher HTR-Standort nur 14 im Umkreis von 20 km eine Bevölkerungsdichte haben, die über dem mittleren Schnitt des Bundesgebietes von 307 000 Einwohnern liegt. Bei Erweiterung dieser Nachbarschaftsaussage auf 50 km sinkt die Anzahl der über dem Bundesschnitt liegenden Standorte auf 11; d.h., daß nur 11 HTR-Standorte trotz ihrer Nähe zu Verdichtungsräumen mehr als 1,9 Mio Anlieger innerhalb des Bereiches von 50 km Radius haben.

Noch erstaunlicher wird diese Bevölkerungsaussage, zieht man statt des Vollkreises den 30°-Sektor der Hauptwindrichtung zum Vergleich heran. Hier sind es bei einem 20 km Radius 12 HTR-Standorte mit einer Bevölkerungsdichte über dem Bundesschnitt; bei erweitertem Nachbarschaftsverhältnis auf 50 km

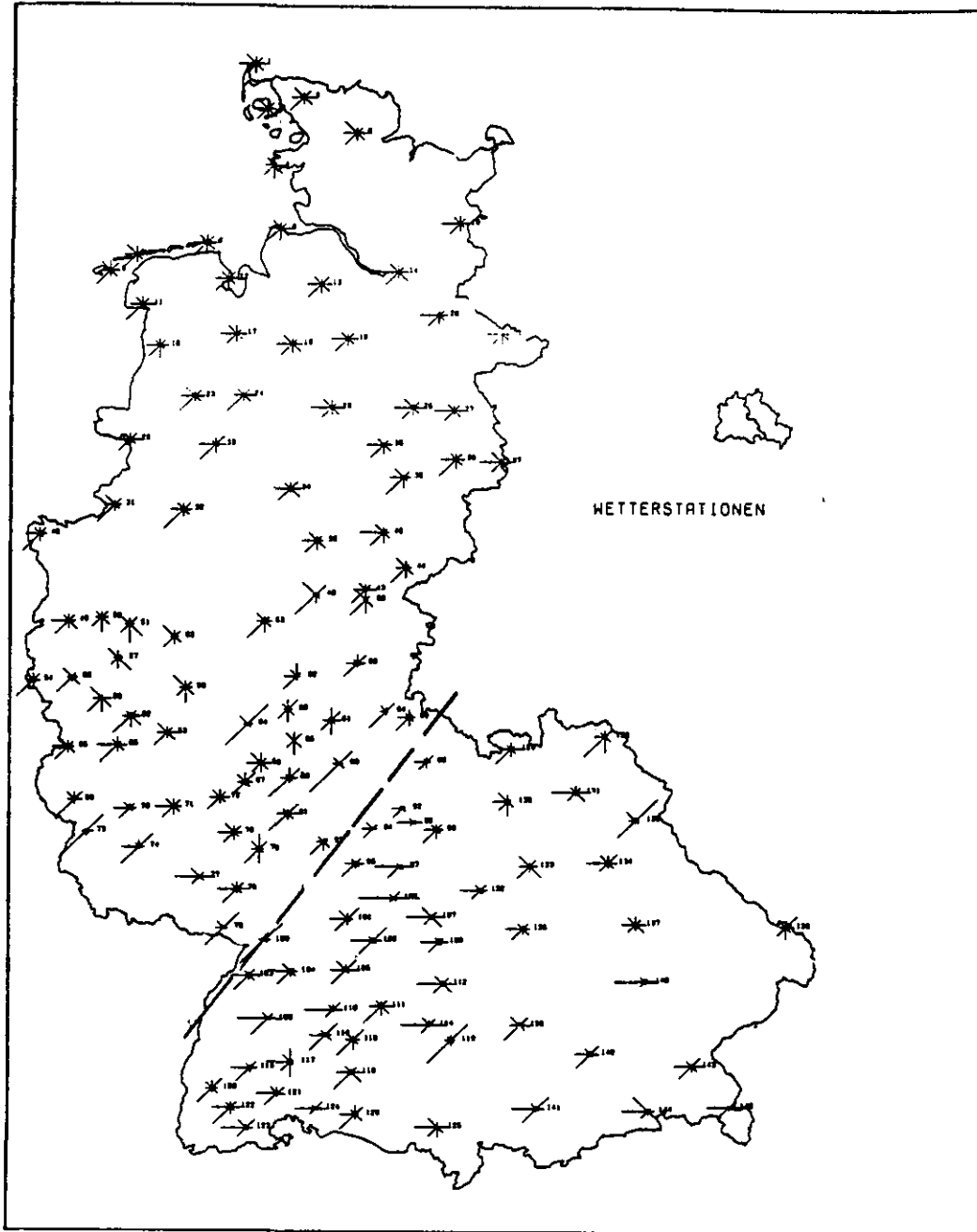


Abb. 4.2.4/2: Wetterstationen mit den jeweiligen Hauptwindrichtungen (Computerdarstellung)

sinkt diese Anzahl sogar auf 5 Standorte, also auf weniger als 25% der herangezogenen Standorte, obwohl durch Auswahl verbrauchernaher HTR-Standorte Gebiete mit Verdichtungsräumen bevorzugt wurden.

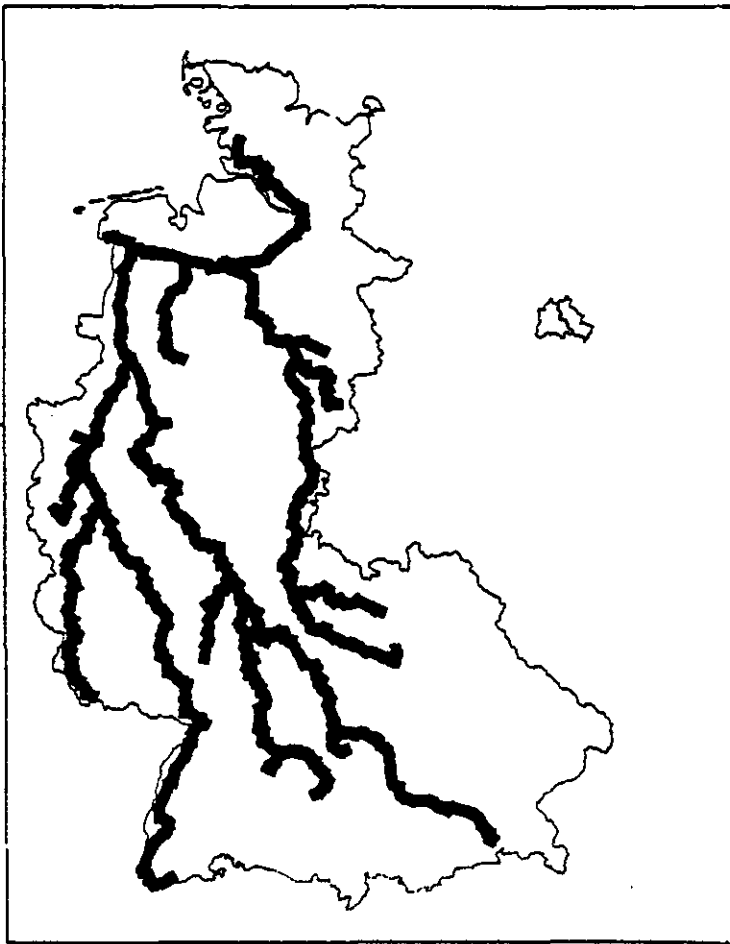


Abb. 4.2.4/3: Integration über die Wohnbevölkerung entlang der Bahnstrecken, die von Nukleartransporten frequentiert werden (Computerdarstellung)

Zur weiteren Bestimmung potentiell betroffener Bevölkerungskreise wurde am Beispiel der Brennelementtransporte per Bahn von den HTR-Standorten zu der Wiederaufarbeitungsanlage eine Bevölkerungsintegration entlang der in Abschnitt 4.2.3 gefundenen Wegstrecke über eine Bandbreite von 10 bzw. 20 km vorgenommen. Wie aus Ergebnis-Tab. 4.2.4/5 ersichtlich ist, werden bei 10 km 18,6 Mio, bei 20 km 28,2 Mio Einwohner innerhalb der in Abb. 4.2.4/2 schwarz gezeichneten Korridore erfaßt. Am Beispiel der 4 Standorte zur Versorgung des Verdichtungsraumes Rhein-Ruhr wurden für die beiden Bandbreiten 3,8 bzw. 6,4 Mio Einwohner gezählt.



Kumulierte Bevölkerung: ( Mio Einwohner)	HTR-STANDORTE	
	Rhein/Ruhr	BRD
Bandbreite:		
10 km	3,8	18,6
20 km	6,4	28,2

Tab. 4.2.4/5 : Wohnbevölkerung im Einflußbereich von Bahnstrecken, die von Nukleartransporten frequentiert werden. Vgl. Abb. 4.2.4/3.

Diese sehr hohen Bevölkerungsanteile entlang der befahrenen Bahnstrecken werden durch die Konzeption des Bundesbahnnetzes erklärt, das so angelegt ist, daß auf der kürzesten Verbindung von Süden nach Norden alle Verdichtungsräume erfaßt werden. Da bei der Annahme "Norddeutscher Raum" als Standort für den Nuklearen Entsorgungspark die Transportzüge von den HTR-Standorten genau diese Nord-Süd-Richtung befahren, kommt bei Nichtsperrung der Verdichtungsräume für Nukleartransporte dieser große Prozentsatz der erfaßten Bevölkerung zustande.

So ist es auch zu verstehen, daß bei einer Bandbreite von 10 km eine Bevölkerungszahl von 18,6 Mio in den aufintegrierten Korridoren wohnen, eine Anzahl, die um den Faktor 6 größer ist als die kumulierte Bevölkerung aller Kreise von 10 km um die 21 angenommenen HTR-Standorte. Daraus folgt, daß bei einer Beachtung zukünftiger Sicherheitsmaßnahmen rund um kerntechnische Anlagen die durch Nukleartransporte potentiell betroffene Bevölkerung nicht außer Acht gelassen werden darf.

### Zusammenfassung

Zwei Problemkreise kristallisierten sich im Rahmen dieser Arbeit schwerpunktmäßig heraus:

1. Festlegung einer optimalen HTR-Strategie mit der aufeinanderfolgenden Schließung des Brennstoffkreislaufs für HTR im Normalkonverterbetrieb und für HTR im Hochkonverterbetrieb. Ziel dieser Einsatzstrategie war es, die betriebs- und volkswirtschaftlichen Kosten bei großtechnischem Einsatz der Kernenergie durch Minimierung des Verbrauchs von Natururan zu reduzieren.
2. Abwägen aller sinnvollen Alternativen für zentrale und dezentrale Kernkraftwerksstandorte einschließlich der Anlagen zur nuklearen Entsorgung. Hier wurde entsprechend den standortabhängigen und den standortunabhängigen Faktoren neben einer rein monetären Bewertung eine Analyse der von nuklearen Anlagen potentiell betroffenen Bevölkerung zur Standortwahl eines Nuklearparks und seiner Alternativen herangezogen.

In der Arbeit wurde davon ausgegangen, daß der erste 1160 MW<sub>e</sub> Hochtemperaturreaktor mit kugelförmigen Brennelementen etwa 1990 in Betrieb genommen wird. Bei der angenommenen Zubaurate für HTR in der Bundesrepublik wurde festgestellt, daß unter kommerziellen Bedingungen Ende der 90er Jahre eine Wiederaufarbeitungsanlage zur Entsorgung von 30 GW<sub>e</sub> HTR-Leistung installiert werden muß und daß diese Anlage wirtschaftlich arbeiten kann. Diese Anlage sollte am Standort der Endlagerung nuklearer Abfälle stehen und alle Einrichtungen zur nuklearen Entsorgung beinhalten. Die speziellen Brennstoffkreislaufkosten für diesen Standard-HTR, er wird bei einem Abbrand von etwa 100.000 MWd/t und einer Konversionsrate von etwa 0,67 auch als Normalkonverter bezeichnet, betragen 1,33 Dpf/kWh. Sie teilen sich auf in 0,49 Dpf/kWh für die Dienstleistungen, in 0,54 Dpf/kWh für die Schwermetallkosten des äußeren Brennstoffkreislaufs und in 0,30 Dpf/kWh für Kauf von angereichertem Uran 235 zur Beschickung des Erstcores und den anteiligen Zinsen in den folgenden Jahren.

Weiter wurde in dieser Arbeit davon ausgegangen, daß der HTR mit einem Abbrand von 30.000 MWd/t bei Einsatz von Uran 233 eine Konversionsrate von 0,97 erreichen kann. Dieser Hochkonverter, der als Uran 233 Lieferant dient, ist eine Alternative zu dem Konzept der "LWR-Schneller Brüter-Symbiose". Beide Alternativen minimieren den Einsatz von Uranerzen, wobei allerdings die immer stärker ins Gewicht fallenden Aspekte der Sicherheit und der Umweltbelastung sowohl die Anlagenkosten des Schnellen Brüters wie die Kosten der Behandlung des Plutoniums das HTR-Konzept langfristig als die günstigere Strategie erscheinen läßt.

Etwa im Jahre 2010 könnten soviele Hochkonverter in Betrieb sein, daß eine zweite Wiederaufarbeitungsanlage zur Entsorgung von 40 - 50 GW<sub>e</sub> den Kreislauf für HTR im Hochkonverterbetrieb schließen müßte, wobei für diesen Fall die spezifischen Brennstoffkreislaufkosten 1,30 Dpf/kWh betragen.

Ein Vergleich der Brennstoffkreislaufkosten des HTR im Normalbetrieb und den entsprechenden Kosten des HTR im Hochkonverterbetrieb zeigt, daß beide Betriebszustände zwar fast gleiche Kosten verursachen, die Ausgabenschwerpunkte aber verschoben sind. Die Dienstleistungskosten im Hochkonverterbetrieb liegen mit 0,8 Dpf/kWh um 40 % über den entsprechenden Kosten des Normalbetriebes, wogegen der jährliche Frischkauf von U-235 mit einem Betrag von 0,04 Dpf/kWh nur noch 8 % des analogen Ausgabenstroms ausmacht.

Für den Reaktorbetreiber bedeutet das, daß in beiden Betriebszuständen der Stromabgabepreis durch die Brennstoffkreislaufkosten gleich belastet wird. Diese betriebswirtschaftliche Einzelaussage kann aber erst durch die volkswirtschaftliche Geldflußkontrolle richtig bewertet werden. Die erhöhten Dienstleistungen des Hochkonverterbetriebes stellen Geldströme dar, die im nationalen Geldfluß bleiben, dagegen verursacht der Mehrkauf an Frischuran im Normalbetrieb einen Devisenabfluß, der die Handelsbilanz jährlich in Milliardenhöhe belastet. Neben dieser

Aussage wird das langfristige Ziel der energiepolitischen Unabhängigkeit nur durch Erzeugung von Energiequellen innerhalb der nationalen Grenzen erreicht, was außer dem sparsamen Umgang mit heimischen fossilen Energieträgern ein möglichst großer Anteil an Eigenerbrütung von spaltbaren Kernbrennstoffen bedeutet.

Zu dem Problemkreis der alternativen Standorte für kernenergie-wirtschaftliche Anlagen wurde die integrierte Bauweise aller Anlagen der nuklearen Entsorgung zu einem "Nuklearen Entsorgungspark" am Ort der späteren Endlagerung im norddeutschen Raum als wirtschaftlich sinnvolle Lösung gefunden. Die Transportkosten für abgebrannte und refabrizierte Brennelemente belasten trotz der mittleren Entfernung von 500 km zwischen dem Nuklearen Entsorgungspark und den HTR-Standorten mit 0,04 Dpf/kWh nur gering den Strompreis.

Die dezentral über das Bundesgebiet verteilten Kernkraftwerke erlauben durch ihre verbrauchernahen Standorte durch Abgabe der Abwärme als Fernwärme eine Erhöhung des Wirkungsgrades im Jahresmittel auf etwa 74 %. Wie der derzeitige Energieverbrauch der einzelnen Verdichtungsräume zeigt, kann auch bei der Inbetriebnahme größerer Kernkraftwerkseinheiten an einem Standort immer mit der Abnahme der Fernwärme durch benachbarte Verbraucherzentren im Winterhalbjahr gerechnet werden.

Die Analyse der Dichteverteilung der Bevölkerung in der Nachbarschaft der 21 angenommenen, in der Masse verbraucher- und somit verdichtungsraumnaher HTR-Standorte ergab, daß nur 14 im Umkreis von 20 km eine Bevölkerungsdichte haben, die über dem mittleren Schnitt des Bundesgebietes von 242 Einwohner pro km<sup>2</sup> liegt. Bei Erweiterung dieser Nachbarschaftsaussage auf 50 km sinkt die Anzahl der über dem Bundesschnitt liegenden Standorte auf 11; d.h., daß nur 11 HTR-Standorte trotz ihrer Nähe zu Verdichtungsräumen mehr als 1,9 Mio Anlieger innerhalb eines Bereiches von 50 km Radius haben.

Noch erstaunlicher wird diese Bevölkerungsaussage, zieht man statt des Vollkreises den 30°-Sektor der Hauptwindrichtung zum Vergleich heran. Hier sind es bei einem 20 km Radius 12 HTR-Standorte mit einer Bevölkerungsdichte über dem Bundes - schnitt; bei erweitertem Nachbarschaftsverhältnis auf 50 km sinkt diese Anzahl sogar auf 5 Standorte, also auf weniger als 25 % der herangezogenen Standorte, obwohl durch Auswahl verbraucher- naher HTR-Standorte Gebiete mit Verdichtungsräumen bevorzugt wurden.

Weiter wurde die Anzahl der Bevölkerung festgestellt, die in einem vorgegebenen Bereich entlang der Bahnstrecken wohnen, die von Nukleartransporten frequentiert werden. Bei einer Bandbreite von 10 km werden etwa 19 Mio, bei 20 km rund 28 Mio Einwohner erfaßt.

Diese sehr hohen Bevölkerungsanteile entlang der befahrenen Bahnstrecken werden durch die Konzeption des Bundesbahnnetzes erklärt, das so angelegt ist, daß auf der kürzesten Verbindung von Süden nach Norden alle Verdichtungsräume durchfahren werden.

So ist es auch zu verstehen, daß innerhalb eines Bereiches von 10 km Breite entlang der von Nukleartransporten frequentierten Bahnstrecken eine Bevölkerungszahl von 18,6 Mio wohnen, eine Anzahl, die um den Faktor 6 größer ist als die kumulierte Bevölkerung aller Kreise von 10 km um die 21 angenommen HTR-Standorte. Daraus folgt, daß bei einer Beachtung zukünftiger Sicherheitsmaßnahmen rund um kerntechnische Anlagen die durch Nukleartransporte potentiell betroffene Bevölkerung nicht außer Acht gelassen werden darf.

Alternativ zu den 21 Standorten wurden alle mit dem Nuklearen Entsorgungspark an einem Standort zu einem Nuklearpark mit 30 GW<sub>e</sub> installierter Leistung zusammengefaßt. Dieser Nuklearpark steht ebenfalls am Ort der späteren Endlagerung, also im Mittel 500 km von den Verbraucherzentren entfernt. Positiv schlägt für diese Lösung zu Buche, daß die Anzahl der potentiell betroffenen Bevölkerung nur ein Prozent der obigen, dezentralen Alternative entspricht und daß außerdem keine Nukleartransporte durchgeführt werden müssen.

Negativ schlagen die Energietransportkosten zu Buche. Der Stromtransport von den Einzelstandorten zu den im Schnitt 50 km entfernten Verbraucherzentren beträgt ohne die unterspannige Nahverteilung 0,25 Dpf/kWh. Für den Nuklearpark steigen diese Kosten zur Versorgung des Verdichtungsraumes Rhein-Ruhr bei einer Entfernung von 260 km auf 0,38 Dpf/kWh. Dieser Betrag wächst auf etwa 0,48 Dpf/kWh, werden die Verdichtungsräume des Bundesgebietes entsprechend der regionalen Versorgung durch Einzelstandorte mit Strom beliefert. Dies bedeutet eine Verteuerung um den Faktor 5 gegenüber den Ersparnissen, hervorgerufen durch den Ausfall der Transportkosten für nukleares Material.

Zur Verbesserung der Wirkungsgrade der reinen Stromerzeugung von etwa 32 - 38 % wurden zukünftige Energietransportsysteme in die Betrachtung mit eingeschlossen, da eine Abgabe der Abwärme als Fernwärme bei Entfernungen über 70 km nicht sinnvoll ist. Zur Kohlevergasung im norddeutschen Raum fehlt der Rohstoffträger; eine Energieabgabe in chemisch latent gebundener Form, also als "Fernenergie" scheitert an den hohen Investitionskosten, da hier pro 1700 MW<sub>th</sub> eine Doppelleitung verlegt werden muß, die allein zum Verdichtungsraum Rhein-Ruhr fast eine Mrd. DM als Anlageinvestition erfordert.

Aufgrund der jahrzehntelangen Erfahrungen der chemischen Industrie ist der Energietransport über ein Wasserstoffverteilungsnetz als sicher zu bezeichnen. Zwar hat der Wasserstoff mit 2580 Kcal/Nm<sup>3</sup> nur 30 % des Heizwertes von Methan, doch fällt hier der oben beschriebene Aufwand des Rohstoffträgers aus.

Daher wurde Wasserstoff als Sekundärenergieträger berücksichtigt. Entsprechend aller technisch möglichen Energiespreizungen stellt er die sinnvollste Transportart zur optimalen Auslastung des Nuklearparks dar. Die spez. Transportkosten von 1,29 DM/MWh sind nur 30 % der benötigten Kosten bei ausschließlichem Stromtransport. Berücksichtigt man außerdem, daß durch den Wasserstofftransport eine Senkung der Abwärme um 50 % der Wirkungsgrad der Energieerzeugungsanlage sich von 38 % auf etwa 74 % verdoppelt, so erlaubt dieser Sekundärenergieträger Nuklearparks mit optimaler Energieausnutzung und großen Entfernungen zu den Verbraucherschwerpunkten.

Literaturverzeichnis

- /2.-1/ W.-J. Schmidt-Küster:  
Das Entsorgungssystem im nuklearen Brennstoff-  
kreislauf  
Atomwirtschaft H. 7 (1974)
- /2.1-1/ U. Tillessen, H. Jauer, J. Kayser:  
Studie zur Schließung des HTR-Brennstoffkreislaufs  
Bericht NUKEM 119, Hanau (1973)
- /2.1.1-1/ R. Christ:  
Studie über den Transport von abgebranntem und  
aufgearbeitetem HTR-Brennstoff  
Bericht TN 73o2, Hanau (1973)
- /2.1.1-2/ J. Kayser:  
Zukünftige Transportkapazität von radioaktivem  
Material  
Bericht B+D Ingenieurgesellschaft, Aldenhoven (1975)
- /2.1.1-3/ H. Jauer, S. Mika:  
Weiterlager für HTR-Brennelemente  
Bericht HRB Nr. 73/2, Mannheim (1973)
- /2.2.1-3/ H. Keese:  
Transporte bei der Entsorgung nuklearer Anlagen;  
Symposium "Entsorgung der Kerntechnik" vom  
Deutschen Atomforum e.V., Mainz (1976)
- /2.2.2-1/ E.F. Moore:  
The shortest path trough a maze  
Ann. Comp. Lab. Harvard Univ. 3o, 285-292 (1957)
- /2.2.2-2/ R. Bellman:  
On a routing problem  
Quart. Appl. Math. 16, 87-9o (1958)

- /2.3-1/ J. Kayser:  
Volkswirtschaftliche Anforderungen an den  
Brennstoffkreislauf von Hochtemperaturreaktoren  
und deren betriebswirtschaftliche Konsequenzen  
Bericht B+D Ingenieurgesellschaft, Aldenhoven (1975)
- /2.3-2/ K. Hanger:  
Entwicklungstendenz in der Elektrizitätswirtschaft  
und ihre Konsequenzen für die Wirtschaft und  
Verbraucher  
Energie (1974) H. 10
- /2.3-3/ Einsatzmöglichkeiten neuer Energiesysteme, Teil V  
Information des Bundesministers für Forschung und  
Technologie, Bonn (1975)
- /2.3-4/ U. Jürgens, H. Kramer:  
Übertragung und Verteilung elektrischer Energie in  
Großstädten  
Elektrizitätswirtschaft (1974) H. 5
- /2.3-5/ H. Bonnenberg:  
Standort und Größe zukünftiger nuklearer Fernwärme-  
anlagen  
Atomwirtschaft H. 1 (1975)
- /2.3.2-1/ Einsatzmöglichkeiten neuer Energiesysteme, Teil IV  
Information des Bundesministers für Forschung und  
Technologie, Bonn (1975)
- /2.4.1-1/ Einsatzmöglichkeiten neuer Energiesysteme, Teil I  
Information des Bundesministers für Forschung und  
Technologie, Bonn (1975)
- /3.1-1/ J. Kayser:  
Systemanalyse der Studie zur Schließung des HTR-  
Brennstoffkreislaufs  
Jül-1016-HT, Kernforschungsanlage Jülich GmbH (1973)



- /3.1-2/ P. Drescher, J. Kayser, W. Solfrian:  
Energiewirtschaftliche Modelle und regionalisierte  
Datenbank  
B+D Ingenieurgesellschaft, Aldenhoven (1973)
- /3.4.1-1/ Amtliches Gemeindeverzeichnis für die Bundesrepublik  
Deutschland  
Verlag W. Kohlhammer (1971)
- /3.2.1-1/ E. Teuchert, L. Bahl, H.J. Rütten, K.A. Haas:  
The Pebble Bed High Temperature Reactor as a  
Source of Nuclear Process Heat  
Jül-1174-RG, Kernforschungsanlage Jülich GmbH (1974)
- /3.2.1-2/ Persönliche Mitteilung der Firma Hobeg, Hanau (1975)
- /3.2.1-3/ S. Brandes, E. Teuchert:  
Verhalten des Hochtemperaturreaktors bei verschiedenen  
Brennstoffzyklen  
KTR-Tagung, Stuttgart (1975)
- /3.2.1-4/ H.J. Rütten, E. Teuchert:  
Near Breeding Thorium Fuel Cycle in The Pebble Bed HTR  
IAEA-SM 200/84, Jülich (1975)
- /4.-1/ W. Sassin:  
Aspekte der elektrischen Hochenergieübertragung und  
deren Einfluß auf die Umwelt  
Jül-866-WT, Kernforschungsanlage Jülich GmbH (1972)
- /4.1.1-1/ U. Braatz:  
Die Versorgung mit Natururan  
Atomwirtschaft H. 2 (1975)
- /4.1.1-2/ R. Schulten:  
Produktion und Ablagerungsmöglichkeiten der  
Alphastrahler von Uran/Thorium-Kreisläufen  
Jül-1243-IRW, Kernforschungsanlage Jülich GmbH (1975)

- /4.1.2.1-1/ U. Tillessen:  
Randbedingungen und Kostenschema für HTR-  
Brennstoffkreislaufstudie  
TN, Hanau/Wolfgang (1972)
- /4.2.2-1/ Einsatzmöglichkeiten neuer Energiesysteme, Teil III  
Information des Bundesministers für Forschung und  
Technologie, Bonn (1975)
- /4.2.4-1/ Kernkraftwerke, Kernreaktoren:  
RSK stimmt BASF-Kernkraftwerk zu  
Atomwirtschaft H. 6 (1976)
- /4.4.3-1/ Systemstudie:  
"Radioaktive Abfälle in der Bundesrepublik  
Deutschland"  
Nukem, Hanau (1976)